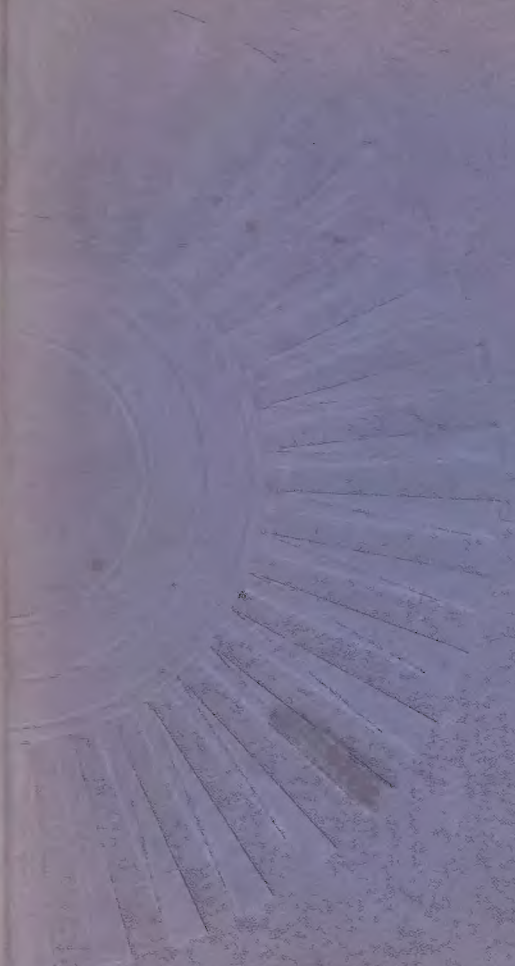


VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

621.1
694



621.1

Б 94

М. Н. БУШУЕВ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА ТУРБИН

25274



ИЗДАТЕЛЬСТВО

«МАШИНОСТРОЕНИЕ»

Москва

Ленинград

1966

В книге изложены основные вопросы технологии производства стационарных паровых и в меньшей степени газовых турбин, преимущественно из опыта ЛМЗ им. ХХІІ съезда КПСС.

Дается общая характеристика турбинного производства, освещаются вопросы технологичности конструкции. Излагается технология механической обработки ведущих деталей турбин и для этих деталей описываются условия их службы в эксплуатации турбин, требования к материалам, применяемые виды заготовок, требования, предъявляемые к механической обработке деталей, знание которых необходимо при разработке технологического процесса.

Подробно рассматриваются узловая и общая сборка турбин на заводском стенде и их испытание, а также последующий монтаж агрегатов на месте их установки.

Книга предназначена для инженерно-технических работников конструкторских бюро, лабораторий, монтажного персонала и технологов турбостроительных заводов. Она может быть полезна и инженерно-техническим работникам турбинных цехов заводов и электростанций, а также студентам институтов, специализирующимся по турбинам.

Машиностроение есть производство средств производства, и основной задачей его является создание новых, более производительных машин, выпуска их в нужном для народного хозяйства количестве и при этом высокого качества, с наименьшим тpa и труда, материалов и в короткие сроки.

Роль машиностроения в развитии народного хозяйства нашей страны очень велика. Техническое перевооружение народного хозяйства было осуществлено благодаря высокому уровню развития отечественного машиностроения. Оно являлось и является передовой отраслью нашей промышленности, основой индустриального развития СССР, призвано способствовать дальнейшему техническому совершенствованию всех отраслей народного хозяйства и укреплению обороноспособности страны.

Чрезвычайно большое значение в машиностроении уделяется производству турбин, отрасли, которая должна способствовать обеспечению сплошной электрификации страны. В Программе КПСС отмечено, что «электрификация, являющаяся стержнем строительства экономики коммунистического общества, играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства, в осуществлении всего современного технического прогресса. Поэтому необходимо обеспечить опережающие темпы производства электроэнергии. Годовое производство электроэнергии должно быть доведено к концу десятилетия примерно до 900—1000 миллиардов, а к концу второго десятилетия до 2700—3000 ардов миллиард-часов».

В текущем семилетии 1959—1965 г. в соответствии с контрольными цифрами развития народного хозяйства, утвержденными XXI съездом

КПСС, наше отечественное турбостроение развивается с постоянно нарастающими темпами. Воплощаются в жизнь идеи В. И. Ленина о сплошной электрификации страны. За истекшие шесть лет семилетнего плана единичная максимальная мощность стационарных паровых турбин повысилась в 4 раза, средняя мощность конденсационных турбин выросла почти в 2 раза, а теплофикационных — почти в 1,5 раза. Выпуск паровых турбин с повышенно высокими параметрами пара 130 *атм* и 565° С вырос в 8 раз (все цифры приведены по турбинным заводам РСФСР).

Ленинградским металлическим заводом имени XXII съезда КПСС (ЛМЗ) изготовлена паровая турбина мощностью 800 *Мет* в двухвальном исполнении, а Харьковским турбинным заводом имени С. М. Кирова (ХТГЗ) — паровая турбина в 500 *Мет* в одновальном исполнении, обе с начальными параметрами пара 240 *атм* и 580° С.

По стационарным газовым турбинам проходит наладочные испытания установка ГТ-50-800 ХТГЗ мощностью 50 *Мет* и находится в эксплуатации газотурбинная установка ЛМЗ типа ГТ-25-700 мощностью 25 *Мет*.

Развитие турбостроения в предстоящем пятилетии 1966—1970 гг. пойдет по пути дальнейшего резкого увеличения объемного выпуска турбин, создания одновальной паровой турбины мощностью 800 *Мет*, газовой турбины 100 *Мет* и подготовке производства к выпуску еще более мощных агрегатов.

Выполнение этих сложных задач неразрывно связано с ростом необходимого количества конструкторов, исследователей, технологов и других инженерно-технических работников на заводах, в научно-исследовательских и проектно-технологических институтах. В связи с этим возрастает и потребность в технической литературе по турбинам, освещающей создание их в разных аспектах, поэтому очень желательно обобщение опыта по производству турбин на отдельных заводах.

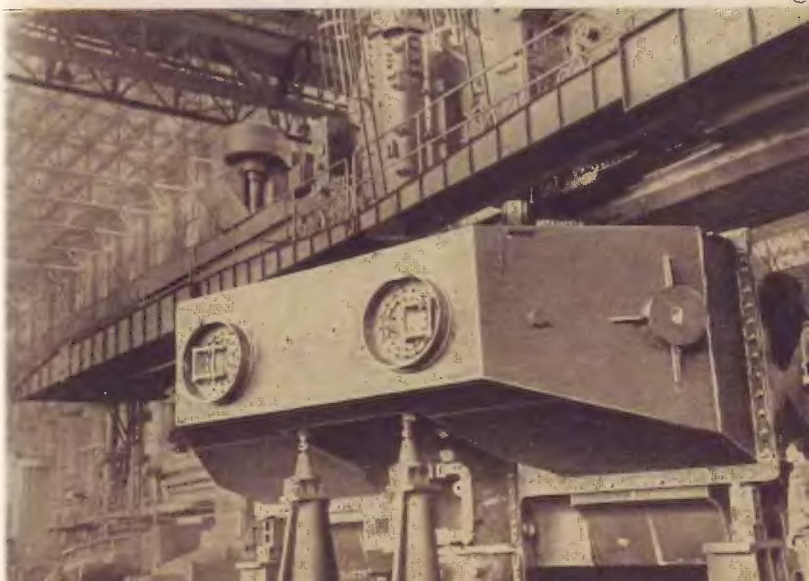
Настоящая книга и написана на основе опыта производства стационарных турбин на ЛМЗ и на некоторых других заводах.

Можно надеяться, что изложенный в книге материал будет полезен для турбостроителей и особенно для молодых специалистов.

Все замечания и пожелания, которые возникнут при чтении книги, автор просит направлять в Ленинградское отделение издательства «Машиностроение» по адресу: Ленинград, Д-65, ул. Дзержинского, 10.

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

**ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ
ТУРБОСТРОЕНИЯ. МЕХАНИЧЕСКАЯ
ОБРАБОТКА ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ
ТУРБИН**



НЕКОТОРЫЕ ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕССЫ

Современный турбостроительный завод является сложной производственной организацией, в которой одновременно протекает ряд разнородных процессов. Если просмотреть ход этих процессов при изготовлении турбин, то мы увидим, что завод в своих заготовительных цехах производит необходимые для турбин мелкие заготовки, а более крупные полуфабрикаты получает со стороны — от специализированных металлургических заводов; со стороны также поступает различное материально-техническое снабжение: черный и цветной прокат, цветные сплавы, шарикоподшипники и пр. Все это подвергается в механических цехах обработке, сборке, в результате чего создается готовое изделие — турбина, которая и отправляется заказчику. Этот основной процесс превращения заготовок и материалов в готовую продукцию и есть производственный процесс, характерный для любого промышленного предприятия, в том числе и турбостроительного.

Таким образом, производственным процессом в машиностроении называется совокупность всех этапов, которые проходят заготовки и материалы на пути превращения их в готовую продукцию [1].

Турбостроительные заводы, как, например, ЛМЗ, такие полуфабрикаты, как крупные поковки, стальное литье, получает со стороны, и стоимость их составляет 30—35 % себестоимости турбины. Эти полуфабрикаты изготавливаются на металлургических заводах из исходных материалов, и, таким образом, производственным процессом для этих металлургических заводов в данном случае является превращение указанных материалов в полуфабрикаты.

В свою очередь, турбостроительные заводы не всегда полностью заканчивают изготовление отдельных элементов турбоустановки, например, сборка и сварка крупных конденсаторов из-за их нетранспортабельности производится на месте монтажа специализированными монтажными организациями и, следовательно, входят в производственный процесс монтажа турбоагрегата на месте его установки.

Таким образом, видим, что производственный процесс турбостроительного завода, как и любого машиностроительного предприятия, является только частью общего производственного процесса превращения природного сырья в полностью готовое к эксплуатации изделие.

Рассматривая производственный процесс турбостроительного завода, можно видеть, что в изготовлении турбины принимает участие ряд цехов: чугунолитейный — изготавливает чугунное литье, кузнечный — мелкие поковки, цех металлоконструкций — сварные конструкции, цех крепежа — весь крепеж и т. п. Механическую обработку заготовок, сборку деталей производит механосборочный цех.

Следовательно, производственный процесс данного предприятия состоит из ряда производственных процессов отдельных цехов. Сам по себе производственный процесс любого цеха является весьма сложным. Так, в механосборочном цехе он включает в себя обработку деталей на различных станках, сборку отдельных узлов и турбины в целом. Этому сопутствуют контроль качества деталей, их транспортировка и хранение, обеспечение станков энергией, смазкой, обеспечение рабочего чертежами, технологическими процессами, инструментом и т. п. Все это непосредственно связано с производством и этому должна предшествовать большая работа по подготовке производства, т. е. создание конструкторской и технологической документации, изготовление оснастки и обеспечение материалами.

Части целого производственного процесса по отдельным цехам, связанные непосредственно с изменением формы, размеров или физических свойств материала детали, называются технологическими процессом. Например, технологический процесс механической обработки связан с изменением размеров заготовки, технологический процесс сборки — с изменением относительного положения деталей турбин путем их соединения между собой, технологический процесс термической обработки — с изменением физических свойств материала заготовки. Такие элементы производственного процесса, как, например, транспортировка деталей, их хранение, хотя по времени могут иметь большой удельный вес (в среднем в машиностроении транспортноскладские рабочие составляют около 15% от общего состава рабочих¹), но как не связанные с изменением формы или физических свойств деталей, не являются составляющими элементами технологического процесса. При транспортировке деталей производственный рабочий и станок работают на других деталях и не простаивают, а переброска деталей с одного места на другое производится вспомогательными рабочими.

В то же время в технологический процесс включаются такие дополнительные операции, которые непосредственно связаны с качественными изменениями детали, как, например, контроль качества, очистка детали и т. п. В турбостроительной практике контроль качества механической обработки детали часто проводится непосредственно на станке по окончании какой-либо ответственной операции обработки (например, по роторам, цилиндрам и т. п.). По многим промежуточным операциям контроль производится мастером и рабочим.

¹ Из доклада О. В. Спасской на III Всесоюзной научно-технической конференции по прогрессивной технологии, механизации и автоматизации в 1963 г.

ЭЛЕМЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Выполнять технологический процесс обработки какой-либо детали на одном станке и одним рабочим физически невозможно и экономически нецелесообразно. Поэтому технологический процесс обработки детали расчленяют на отдельные части — операции. При этом операции называются частью технологического процесса, выполняемая над определенной деталью одним или несколькими рабочими непрерывно и на одном рабочем месте [21]. Под рабочим местом понимается часть площади цеха с установленным на ней технологическим оборудованием (станок, верстак и т. п.), подъемными приспособлениями, оснасткой, предназначенная для выполнения работы одним или несколькими рабочими.

Операция характеризуется неизменностью деталей, оборудования и рабочих исполнителей. В табл. 1-1 приведен пример последовательности операций технологического процесса. Обработке подлежит валик по второму классу точности из катаной заготовки диаметром 65 мм.

Операция является основным элементом производственного планирования и учета. Нормирование работ фиксируется в технологическом процессе по операциям, что позволяет вести подсчет загрузки оборудования, определять потребность в рабочей силе. Планировочные ведомости составляются на основании технологических операций; рабочие листки, лицевые счета, как правило, выписываются на операцию; технологические циклы изготовления отдельных деталей и изделия в целом также определяются из операций и т. п.

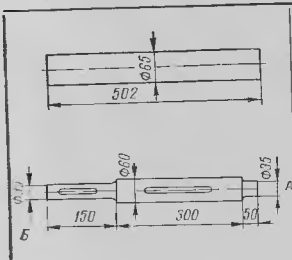
Операция — неделимая в организационно-плановом отношении часть технологического процесса. При планировании и распределении работ по рабочим местам объем работ, охватываемых операцией, не может быть расчленен на более мелкие части, чем операция.

Сама операция разбивается на составные технологические части.

Установка — часть операции, выполняемая при одном закреплении детали.

Для валика, изображенного в табл. 1-1, обточка производится за две установки: вначале протачивается сторона А, затем после поворота и нового закрепления детали — сторона Б. При обработке таких валиков на двух станках (например, при большой партии) сторона А может обрабатываться на одном станке, а сторона Б на другом, вместо одной операции будет две, каждая с одной установкой.

Таблица 1-1. План операций механической обработки валика

	№ операции	Название операции	Рабочее место
	1	Центровка	Центровочный станок
	2	Обточка	Токарный станок
	3	Фрезерование шпоночных пазов	Фрезерный станок
	4	Шлифование	Шлифовальный станок
	5	Зачистка	Верстак

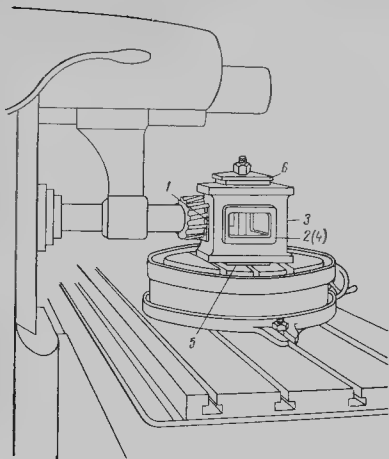


Рис. 1-1. Установка и позиция

П о з и ц и я — часть установки, выполняемая для каждого из различных положений детали относительно станка при одном ее закреплении.

На рис. 1-1 показана операция фрезерования детали, имеющей форму куба, на горизонтальнофрезерном станке. Деталь установлена на поворотном столе и обрабатывается торцевой фрезой. При первой установке путем поворота стола поочередно обрабатываются стороны 1, 2, 3 и 4. Затем деталь освобождается, поворачивается на столе на 90° , закрепляется и обрабатываются стороны 5 и 6 путем поворота стола с деталью. Таким образом, операция обработки детали состоит из двух установок, из которых первая имеет четыре позиции, а вторая — две. Если бы поворотного стола не было, то для обработки этой детали потребовалось бы шесть установок.

П е р е х о д — часть операции (позиции), выполняемая над одним участком поверхности детали, одним инструментом при одном режиме резания.

Например, для валика (табл. 1-1) при обточке его осуществляются следующие переходы: обдрать $\varnothing 60$, обдрать $\varnothing 35$, подрезать торец А, обточить начисто $\varnothing 60$, обточить начисто $\varnothing 35$, подрезать уступ $\varnothing 60/35$ и т. д. При изменении места обработки, инструмента или режима резания будет новый переход.

П р о х о д есть часть перехода, связанная снят одного слоя стружки.

При выполнении процесса механической обработки детали или сборки машины затрачивается какое-то количество труда рабочего соответствующей квалификации. Количество времени, затрачиваемое рабочими-исполнителями на выполнение технологического процесса или его части, называется **т р у д о е м к о с т ь ю**. Единицей измерения трудоемкости является человеко-час. Трудоемкость может быть нормированная, получаемая в результате нормирования работы по операциям (переходам), и фактическая, отражающая действительные затраты труда при исполнении работы. При нормировании работ пользуются **н о р м о й в р е м е н и**, т. е. установленным количеством труда рабочего подлежащей квалификации, необходимого для выполнения операции (перехода). Единицей измерения нормы времени служат часы и минуты с обязательным указанием квалификации (разряда) работы.

Затраты материала и труда на изготовление турбины на заводе, выраженные в денежной форме, называются **с е б е с т о и м о с т ь ю**. Подсчет себестоимости называется **калькуляцией**. Предварительная калькуляция служит для определения плановой себестоимости, намеченной к производству турбины, отчетная калькуляция для выявления факти-

ческих затрат по ее изготовлению. Сопоставление отчетной и предварительной калькуляций позволяет судить о совершенстве запроектированного технологического процесса.

Каждая операция обработки детали или выполнение в целом технологии изготовления турбины требует определенного календарного времени. Промежуток времени от начала выполнения операции или изготовления турбины до окончания называется ц и к л о м. Для планирования производства нового типа турбины на основе технологического процесса составляется технологический цикловой график, дающий расчетный цикл изготовления турбины. Действительное время в календарных сутках выполнения турбины в целом дает фактический цикл. В технологический цикл переработка норм исполнителями не закладывается.

ПОНЯТИЕ О ВИДАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА

При разработке технологического процесса механической обработки в основном имеют дело с деталью, на которой сосредоточено внимание технолога. С технологической точки зрения интерес представляет организация процесса обработки на конкретном производственном участке, где изготавливается данная деталь, а не в цехе или на заводе в целом. Поэтому, рассматривая организацию производственного процесса на участке, можно предложить следующую классификацию видов организации этого процесса

Массовое производство характеризуется изготовлением деталей в массовых количествах по одним и тем же чертежам, каждый станок выполняет строго определенный объем работ, закрепляется за одной операцией и не перенастраивается для выполнения других операций в течение длительного промежутка времени

Частным видом массового производства является организация производственного процесса по непрерывному потоку, где все станки одновременно находятся в работе, а передача деталей происходит непрерывно от одного станка (рабочего места) к другому.

В наибольшей степени поточные методы работы нашли применение в автотракторостроении.

Организация работ на механическом участке цеха по принципу массового производства характеризуется следующими особенностями:

- 1) каждый станок выполняет одну и ту же операцию;
- 2) каждый рабочий специализируется на выполнении определенной операции;
- 3) оборудование располагается по потоку, т. е. по ходу технологического процесса;
- 4) широко применяются высокопроизводительные станки, автоматы и автоматические линии;
- 5) отсутствуют межоперационные кладовые.

Серийное производство характеризуется периодическим изготовлением деталей по одним и тем же чертежам в течение какого-то промежутка календарного времени. На каждом станке выполняется несколько операций, станок периодически перенастраивается на новую операцию при переходе на обработку деталей другой партии.

Особенностями организации работ по принципу серийного производства являются:

- 1) применение более универсального оборудования, чем в массовом производстве;

- 2) периодическая переналадка станков на другие операции;
- 3) расположение оборудования не по потоку,
- 4) меньшая специализация производственных рабочих, чем в серийном производстве, по более высокой квалификации их;
- 5) относительное увеличение доли заработной платы в себестоимости изделия.

Единичное производство характеризуется изготовлением единичных деталей. Характерными особенностями его являются:

- 1) отсутствие повторяемости серий обрабатываемых деталей;
- 2) универсальность оборудования;
- 3) применение специальной оснастки в случае ее технологической необходимости, т. е. когда без нее нельзя обойтись;
- 4) разнообразие работ, проводимых по разметке;
- 5) большой удельный вес ручных работ;
- 6) высокая квалификация и широкая специализация производственных рабочих.

Необходимо отметить, что в одном и том же цехе могут обрабатываться отдельные детали в небольшом количестве, а другие — в значительно большем и даже партиями. Характер построения процесса обработки на отдельных производственных участках цеха обуславливается масштабами производства, трудоемкостью обработки и размерами деталей.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРОВО- И ГАЗОТУРБИННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Какие отличительные признаки свойственны турбинному производству, позволяющие отнести его к тому или другому виду построения производственного процесса?

1. Относительно малое количество одновременно находящихся в производстве турбин при относительно большом типаже их.

Рассмотрение плана производства крупных турбин на заводах показывает, что даже по наиболее ходовым типам турбин количество их в месяц редко превышает одну. То же самое относится и к выпуску турбин средних и малых мощностей. По менее ходовым типам турбин обычно количество подлежащих изготовлению турбин в год составляет примерно 1—5 шт. В разрезе года запуск в производство турбин производится более или менее равномерно по кварталам. Одновременный запуск нескольких турбин одного и того же типа отсутствует. Преобладает штучное прохождение деталей и узлов турбин в производстве. Исключением является изготовление турбинных лопаток, но зато и их производство организовано либо в специальных цехах, либо на обособленных участках турбинного цеха.

2. Отсутствие опытного производства турбин. Первый образец нового типа турбины не является опытным; он предназначен для установки на электростанции. Не дожидаясь накопления опыта, даже в первоначальной стадии его эксплуатации, в производство запускается следующий экземпляр этого типа турбин. Отработка чертежей, технологического процесса и оснастки происходит параллельно с изготовлением турбины. Такой подход к организации производства новых типов турбин также является особенностью единичного производства.

3. Продолжительность цикла изготовления турбин. Для крупных типовых турбин он составляет 3—7 месяцев, для первого образца новой уникальной турбины — около 12 месяцев, для турбин малых мощностей — 2,5—3 месяца.

Указанные на стр. 12 особенности единичного производства относятся сегодня и к производству паровых и газовых турбин. Оборудование, применяемое для изготовления турбин, универсальное, степень оснащения производства специальной оснасткой (попимая под этим отношение количества наименований специальной оснастки к количеству наименований деталей) невелика и для турбин ЛМЗ, например, для разных типов составляет около 2,0 (с учетом применяемости). Объем разметочных работ, отнесенных к трудоемкости станочных работ, составляет около 6,5%, удельный вес ручных работ с учетом и механизированного инструмента — около 45% (для турбин ЛМЗ и ХТГЗ), а по газовым турбинам ЛМЗ — около 55%; средний разряд работы около 3,5. Приведенные технико-экономические показатели являются более или менее общими для всех наших турбостроительных заводов.

Таким образом, перечисленные особенности характера турбинного производства позволяют отнести его к единичному производству (за исключением изготовления лопаток). При этом надо отметить, что в связи с ростом объема производства, увеличением количества однотипных турбин, проводимой на заводах широкой нормализации и унификации деталей и узлов, количество деталей, изготавливаемых по одним и тем же чертежам, становится значительным для организации их производства по серийному методу. Уже сегодня на ЛМЗ в турбинном цехе, изготавливающим турбины К-200-130, отдельные станки иногда в течение месяца и большего времени выполняют одну и ту же операцию (например, по диафрагмам).

На ЛМЗ по некоторым паровым турбинам трудоемкость изготовления унифицированных деталей, заказываемых для хранения на складе, составляет около 9% от общей трудоемкости изготовления турбины.

Все это свидетельствует о том, что, наряду с единичным изготовлением деталей, все шире начинают проникать в производство турбин и методы серийного изготовления отдельных деталей их.

Если в целом турбинное производство носит единичный и частично мелкосерийный характер, то изготовление турбинных лопаток организовано на заводах по серийному принципу. Количество рабочих лопаток в турбинах весьма значительно, например в паровой турбине К 300-240 ЛМЗ оно составляет около 4500 шт., в турбине К-50-90 — 3500 шт., а в газовой турбине ГТ-25 700 около 1350 шт. Многие элементы лопаток унифицированы. Это позволяет разрабатывать технологический процесс механической обработки лопаток попереходно. Применяются специализированные станки.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА ПРОИЗВОДСТВА

ЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА В ПРОИЗВОДСТВЕ

Технологическая подготовка производства заключается в разработке конструкторских чертежей, технологического процесса и проектирования специального оснащения. Затем требуется изготовление этой оснастки, приобретение нормального инструмента в необходимых количествах, изготовление моделей, литья и поковок собственного производства, передача заказов на внешние полуфабрикаты и оформление их договорами. При организации производства нового типа турбины необходимо знать, какое оборудование потребуется для ее изготовления, возможность удовлетворения этой потребности на самом заводе или передача по дефицитному оборудованию обработки отдельных деталей на сторону и т. п. Все это должно быть предусмотрено и рассчитано так, чтобы весь процесс подготовки производства и самого производства укладывался в промежуточные и конечные сроки, предписанные плановыми органами, и проходил бы ритмично, без каких-либо перебоев. При заданных сроках выпуска нового типа турбины достаточно больших (2—5 лет) требуется тщательное планирование календарных сроков отдельных этапов подготовки производства и собственно производства, чтобы подойти к выпуску турбины в предписанный срок.

Несомненно, что выполнение отдельных этапов не должно следовать друг за другом только после полного окончания какого-либо из них. Применяется последовательно-параллельное выполнение этапов подготовки производства и изготовления турбины. По чертежам первых узлов конструкции новой турбины, выпущенных конструкторским бюро завода, передается на сторону заказ внешних полуфабрикатов, составляется технологический процесс, по уже разработанным процессам проводится

проектирование специальной оснастки и т. д. Конструкторское бюро может еще выпускать второстепенные чертежи турбины, а механосборочный цех уже приступает к изготовлению основных деталей.

Чертежи, выпускаемые конструкторским бюро, говорят о том, что надо сделать по этим чертежам, но не говорят, как это можно выполнить. Для правильной и своевременной организации подготовки производства необходимо иметь специальную и нормальную оснастку, соответствующую оборудованию, материально-техническое снабжение (из чертежа не всегда виден характер заготовки детали), необходимое количество рабочей силы и пр.

Таким образом, чтобы правильно решить все эти вопросы, своевременно иметь на них ответы, требуется знание технологического процесса производства турбины.

Технологический процесс, давая ответ на поставленные выше вопросы, позволяет правильно организовать и направить производство турбины и вести работы по четкому календарному плану — графику.

Разработка технологического процесса и чертежей специального оснащения к нему проводится технологами и конструкторами по приспособлениям в подразделениях отдела главного технолога завода на базе передовой техники, высокопроизводительных методов обработки, с применением наиболее рациональной оснастки, с максимальным числом технически обоснованных норм и должна обязательно увязываться с организационными формами данного производства — с оперативным планированием, наличием оборудованием, транспортными средствами и пр. Технологический процесс должен включать в себя все новое, передовое и обеспечить выполнение наиболее высоких технико-экономических показателей изготовления турбины.

Всякое отклонение от технологического процесса при его выполнении ведет к ухудшению технико-экономических показателей — перерасходу материала, удорожанию обработки, снижению качества и т. п. — и является совершенно недопустимым.

Поэтому при изготовлении турбины в цехах завода соблюдение технологической дисциплины, т. е. работа по технологическому процессу, является совершенно обязательным. Требование поддержания технологической дисциплины на высоком уровне приводит к необходимости фиксации технологического процесса, т. е. к созданию ряда технологических документов, в которых указывался бы порядок и способ выполнения операций.

РОЛЬ ТЕХНОЛОГОВ В СОЗДАНИИ НОВОЙ

ТУРБИНЫ

Уже на стадии разработки технического проекта новой турбины в конструкторском бюро завода технологи активно участвуют в технической подготовке создания этой турбины. Разработка технического проекта новой конструкции турбины ведется в соответствии с утвержденным техническим заданием и охватывает не только технико-эксплуатационные соображения по работе турбины, но должна учитывать и конкретные производственные условия данного завода в отношении возможностей изготовления турбины с наименьшей затратой труда и материалов.

Таким образом, технический проект новой турбины должен дать представление о технико-экономических показателях эксплуатации турбины и одновременно о технико-экономических показателях ее производства. То и другое должно соответствовать современному уровню мировой техники.

Обеспечение технологичности конструкции, т. е. выполнение указанных требований, осуществляется конструкторами и технологами совместно. Технологи на стадии технического проекта занимаются не только оценкой технологичности конструкции, но должны заниматься прикладной примерной трудоемкости изготовления турбины по аналогии с уже выполненными проектами, рассмотрением возможности обработки и сборки конструкций деталей и узлов, приемлемости новых материалов в отношении возможности их механической обработки, применения прогрессивных видов заготовки и т. д. При защите технического проекта новой турбины технологи обязаны подробно осветить эту часть проекта.

После утверждения технического проекта конструкторы разрабатывают и выпускают рабочие чертежи и в первую очередь тех деталей, заготовки которых через отдел внешнего кооперирования заказываются вне завода. Технологи на данной стадии создания турбины осуществляют технологический и нормализационный контроль чертежей, кроме того, по получению чертежей заготовок от заводов-поставщиков согласовывают приемлемость припусков на механическую обработку и разных требований, указанных на чертеже заготовки. В дальнейшем при разработке технологического процесса механической обработки на эти детали технологи, намечая первую операцию, исходят из согласованных припусков на заготовки.

В равной мере чертежи заготовок на детали, изготавливаемые самим турбостроительным заводом, разрабатываемые в отделе главного металлурга завода, согласовываются с технологами механиками.

Следующей стадией, в которой технологи принимают самое непосредственное участие, является разработка технологических процессов механической обработки и сборки, нормирование этих процессов (хотя иногда это делается не в отделе главного технолога), создание технологических цикловых графиков, разработка чертежей специального оснащения, заказ на его изготовление через инструментальный отдел завода своему инструментальному цеху.

В технической подготовке производства после разработки конструкторских чертежей технологическая подготовка по своей трудоемкости и длительности является наиболее сложной. Это основная работа технологов-механиков и конструкторов по оснастке, и от качества этой работы зависит уровень состояния технологии на заводе.

Требования к высокому качеству технологических процессов, большой объем по разработке их определяют и значительную длительность, которая составляет для новых сложных турбин около 6—8 месяцев и даже для малых турбин 4—6 месяцев.

ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

При разработке технологического процесса механической обработки детали или сборки узла и турбины в целом технолог должен ознакомиться с назначением и условиями службы турбины в эксплуатации и с назначением данной детали или узла, с формой и размерами их, поверхностями, по которым они сопрягаются, с материалами, из которых изготовлены детали, и пр. Должны быть изучены требования чертежа по точности и чистоте обработки, критически оценены необходимости в них, изучены технические условия и другие требования, указанные на чертеже, рассмотрены конструкторские базы и намечены технологические, если они по каким-либо причинам не совпадают.

Технологический процесс механической обработки детали разрабатывается технологом на основании следующих исходных технических и плановых документов:

1) рабочего чертежа детали с необходимыми техническими данными по точности и чистоте обработки и прочими указаниями;

2) чертежа заготовки или полуфабриката этой детали с указанием, в каком виде поставляется данная заготовка и с какими припусками против чистовых размеров;

3) программы, из которой видно общее количество турбин, намеченных к выпуску, а следовательно, количество данной детали, подлежащей изготовлению, с разбивкой по кварталам и месяцам, чтобы учесть это при выборе заготовки и наиболее экономного варианта технологического процесса;

4) графика технологической подготовки производства для установления сроков выпуска технологического процесса и чертежей специальной оснастки к нему;

5) данных об имеющемся станочном оборудовании и о заказанном новом, а также о прочих условиях работы действующих цехов, в которых будет обрабатываться данная деталь. В случае отсутствия необходимого станка нужно знать возможности обработки детали по кооперации на других заводах.

Под прочими условиями понимается также и наличие квалифицированных кадров в цехе, соответствие среднего разряда рабочих запроектованному среднему разряду работы. Чем менее квалифицированы кадры, тем детальнее требуется разработка технологического процесса, чтобы рабочий смог выполнить данную операцию.

При разработке технологического процесса применяется технологическая документация, форма и содержание которой зависят от методики разработки процесса. На турбостроительных заводах в качестве основного документа по механической обработке в турбинных цехах широко применяются технологические карты, составляемые на деталь.

При работе по технологическим картам обязательно надо пользоваться рабочими чертежами, так как в них делаются ссылки на соответствующие чертежи. В редких случаях при механической обработке ответственных деталей процесс сопровождается эскизами на некоторые сложные переходы. Вообще на турбостроительных заводах избегают применения такой производной документации, так как при ее изготовлении могут возникнуть ошибки. Кроме того, весьма затруднительно при внесении конструкторским бюро изменений в основной чертеж следить за перенесением этих изменений в производные эскизы.

В цехах, изготавливающих турбинные лопатки, работают по инструкционным операционным картам. Эти карты составляются каждая на один определенный переход, в ней даются эскизы установок лопатки на станок, обработки ее, способа измерения, клеймения и указывается оснащение, применяемое при обработке, и режимы резания. По таким операционным картам работа производится без чертежей, так как все необходимые указания даны на карте. Такой принципиально другой метод подхода к разработке технологического процесса изготовления турбинных лопаток объясняется серийным характером их обработки.

В технологической карте на механическую обработку детали указывается род заготовки (во многих случаях определяемый технологом в зависимости от величины партии деталей), группа оборудования, оснащение, разряд работы, время обработки, метод нормирования и пр., и указывается маршрут прохождения детали по цехам завода. На основании технологических карт, разрабатываемых на деталь, составляются сводные

нормативы по трудоемкости механической обработки на узел, а затем полный норматив по всем узлам, т. е. в целом на всю турбину. Эти производные документы позволяют иметь трудовые затраты на изготовление турбины с разбивкой по группам оборудования и по разрядам работ, знать раздельно трудоемкость станочных и слесарно-сборочных работ и т. д.

На основании технологического процесса изготовления турбины составляется технологический групповой график (см. вклейку) по ведущим узлам турбины, позволяющий определять календарное время изготовления турбины, и материальный норматив, определяющий нормы расхода материала, идущего на изготовление турбины, с разбивкой по видам материалов.

Таким образом, технологический процесс позволяет всем подразделениям завода организовывать и планировать производство турбины. Он дает данные о необходимом для изготовления турбины оборудовании, квалификации и количестве рабочих-исполнителей, о потребном оснащении (как нормальном, так и специальном), определяет общую потребность в материалах и дает необходимые данные для календарного планирования выпуска турбины.

При разработке технологического процесса изготовления турбины (кроме лопаток) не стремятся особенно детализировать процесс, так как такая детализация делает его громоздким и усложняет работу.

Большое обилие технологической документации не оправдывает себя в единичном турбинном производстве. Даже при принятом в настоящее время объеме технологической документации он достаточно велик: по данным ЛМЗ в среднем составляет 3—4 формата на один такой же формат конструкторской документации. Хорошая организация, инструктаж, живая связь технолога с цехом должны возместить большую детализацию технологического процесса и обеспечить его внедрение в производство.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ФОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОИЗВОДСТВА

Особенностью паро и газотурбинного производства является большая сложность и длительность подготовки производства и самого производства. Общий срок конструкторской подготовки производства с учетом проведения экспериментально-исследовательских работ для новых типов турбин составляет около 12 месяцев, а для отдельных типов уникальных турбин, как, например, газовой турбины ГТ-12-3 ЛМЗ — около 30 месяцев. В этот срок входит разработка технического проекта турбины с проведением необходимых экспериментальных работ, его утверждение в вышестоящих органах и выпуск рабочих чертежей. По турбинам малых мощностей этот срок конструкторской подготовки производства также достаточно велик и составляет примерно 9 месяцев. Фирма «Дженерал Электрик» для своих паровых турбин средней мощности дает сроки проектирования турбины около 8 месяцев [24].

Следующей стадией технической подготовки производства является разработка технологического процесса и чертежей специального оснащения. Время, необходимое для выполнения этого этапа работ, составляет около 6—8 месяцев (больше для сложных турбин) и 4—6 месяцев для турбин малых мощностей.

Таким образом, общий срок технической подготовки турбинного производства является весьма длительным, достигающим до 20 месяцев и

Ведущие детали узлы	Рез заготов	Чистый в в ко	Трудоемк- в ч	Количество	1 и месяц	2-й месяц	3-й месяц	4 и месяц	5 и месяц
Цилиндр ВД (верхняя половина)									
Цилиндр ВД (нижняя половина)									
Цилиндр ВД (верхняя половина)									
Цилиндр ВД (нижняя половина)									
Выхлопная часть ЦВД передняя (верхняя полови на)									
Выхлопная часть ЦВД передняя (нижняя полови на)									
Выхлопная часть ЦВД задняя (верхняя и нижняя половины)									
Цилиндр СД									
Ротор ВД в сборе Ротор ВД									
Лопатки рабочие									
Лопатки направляющие									
Сварные сопла									
Обоймы стальные и л гунные									
Диафрагмы ч/пунные									
Пл. щитки х 11 р" и и срубки									
Общая сборка 1/2 и 1/2									
					на 10 рабочих дней				

Масса таб
по горизонтали
1-й месяц = 25 рабочих
дней
по вертикали
5мм - работа в одну с
10мм - работа в две с
15мм - работа в три с

более. На ХТГЗ проектирование турбины К-300 240 в конструкторском бюро заняло 12 месяцев, разработка технологии с чертежами оснастки в отделе главного технолога — 8 месяцев и изготовление оснастки в инструментальном цехе — 9 месяцев. Удельный вес по времени технической подготовки производства по отношению к самому производству велик, сроки разработки чертежей и технологического процесса значительно превышают сроки изготовления головного образца турбины.

В то же время интенсивный рост народного хозяйства страны и ведущая роль электрификации в этом росте требуют ускоренного создания новых типов турбин, поэтому сокращение сроков отдельных этапов подготовки производства является в турбостроении важнейшей задачей.

До Великой Отечественной войны 1941—1945 гг. вся разработка технологических процессов на турбостроительных заводах была сосредоточена в цеховых бюро подготовки производства, подчиненных начальнику цеха. Цеховые технологи составляли технологические процессы, одновременно вели все текущее производство цеха и это часто вело к запозданию выпуска технологической документации. Внесение изменений в технологию производилось самим цехом и это снижало технологическую дисциплину и качество изделия.

В послевоенный период на ЛМЗ была осуществлена централизованная подготовка производства для всех цехов завода, сосредоточенная в отделе главного технолога. В цехах были оставлены только небольшие группы технологов для оперативного регулирования производства. Качество технологии повысилось, так как больше стал использоваться опыт других заводов, резко повысилась технологическая дисциплина — цех был лишен права вносить изменения в технологию без разрешения главного технолога завода. Недостатком такой централизованной подготовки производства явилась ее длительность, несмотря на последовательно-параллельный метод разработки технологии.

Эффективным способом ускорения технической подготовки производства является совместная и параллельная работа конструктора и технолога над созданием чертежей и технологии новой турбины. В этом случае одновременно с конструированием деталей и узлов турбины ведется их технологическая проработка и разработка технологического процесса на их изготовление. Такая совместная работа конструктора и технолога повышает технологичность конструкции турбины, обеспечивает соответствие конструкции требованиям передовой технологии и организации производства. Технолог лучше познает служебные свойства турбины, а конструктор — технологические требования, в результате чего резко улучшается качество чертежей и технологии. При этом сокращаются и конечные сроки технической подготовки производства благодаря параллельной работе конструкторов и технологов. Осуществление такой скоростной подготовки производства требует значительно большего числа технологов и конструкторов по оснастке, и это является в известной мере препятствием для внедрения такого прогрессивного мероприятия в жизнь. Поэтому сегодня на всех турбостроительных заводах в основном применяется централизованная разработка технологических процессов в отделах главного технолога.

ТИПИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Сокращение сроков технологической подготовки производства и улучшение качества технологии в большой степени зависят от методики разработки технологических процессов. При относительно большом типе турбин, изготавливаемых на наших заводах, в производстве проходит

очень много деталей и узлов, выполняемых по многим тысячам чертежей и индивидуальным технологическим процессам. Разработка технологического процесса во многих случаях производится на основании личного опыта технолога. Одноименные детали разных типов турбин изготавливаются по различным технологическим процессам, разработанным разными лицами. Нормирование таких одноименных деталей по разным технологическим процессам также производится разными нормировщиками. Все это приводит к большому разнообразию в способах обработки похожих по конфигурации деталей, разной стоимости их изготовления. Затрачивается много времени на проектирование технологии, а качество ее не всегда находится на должном уровне, так как разрабатывалась она людьми с различным опытом и знаниями, такая технология вызывает нарекания со стороны производителей

Одним из наиболее эффективных мероприятий по улучшению и ускорению технологической подготовки производства является типизация технологических процессов. Понятие о типизации дал в 1940 г. проф. А. П. Соколовский: «Типизацией технологических процессов мы называем такое направление в деле изучения построения технологии, которое заключается в классификации технологических процессов деталей машин и их элементов и затем в комплексном решении всех задач, возникающих при осуществлении процессов каждой классификационной группы» [2].

Разработка типовых процессов проводится в два этапа:

1) классификация деталей по типам и по общности их конфигурации (детали одного типа должны иметь принципиально общий технологический процесс);

2) разработка процессов для каждого типа деталей с решением при этом всех возникающих технологических задач.

ЛМЗ, занимаясь типизацией технологических процессов, разбил всю номенклатуру деталей в турбинах на три категории:

1) нормализованные;

2) детали общего назначения;

3) детали отраслевые (турбинные).

К первой категории отнесены нормализованные детали одинаковой конфигурации, но разных размеров для каждого конструктивного вида, ко второй относятся детали: втулки, кольца, валы, оси, шестерни, рычаги, шпонки, пружины и другие детали общего назначения, к третьей — валы турбин, роторы, рабочие колеса, диафрагмы, уплотнения, штоки клапанов и т. п. Завод разбил детали внутри каждой категории на классы, группы, виды и типы. Под классом проф. А. П. Соколовский предлагает понимать «...совокупность деталей, характеризующих общностью технологических задач, решаемых в условиях определенной конфигурации этих деталей» [2].

Типовые технологические процессы разрабатываются наиболее опытным квалифицированными технологами на основе классификации деталей, при этом учитывается и обобщается весь опыт данного завода, других родственных предприятий и зарубежный. Анализируются существующие способы изготовления деталей и отбираются наиболее совершенные методы обработки и организации производства. Так как этот опыт постоянно накапливается, то типовые процессы не могут быть стабильными, они должны периодически пересматриваться и корректироваться с отращиванием в них всего нового, передового.

Типовой технологический процесс является для всех технологов данного завода руководящим материалом при использовании его для составления рабочего технологического процесса детали или узла разных турбин.

Типизация технологических процессов позволяет:

1) внедрить в производство передовую технологию и устранить разнообразие в способах изготовления и нормирования однотипных деталей;

2) повысить производительность труда и снизить себестоимость изготовления деталей благодаря применению групповых методов обработки;

3) улучшить загрузку оборудования;

4) упорядочить технологическую подготовку производства, сократить сроки и стоимость ее;

5) создать благоприятные условия для нормализации оснастки, сокращения ее номенклатуры и повысить коэффициент оснащения благодаря большей его применяемости;

6) повысить технологичность конструкции, в том числе и унификацию деталей.

На ЛМЗ, например, в начальный период внедрения типовых процессов при рассмотрении технологии 95 чертежей шпонок выяснилось, что без всякого основания применяется 11 различных марок углеродистых сталей и 5 марок легированной. Конструкторы разработали нормаль на шпонки, в которой число марок сталей было значительно сокращено. Такие мероприятия также облегчают работу отдела снабжения и снижают стоимость заготовок.

Нормализация и унификация деталей и узлов турбин создает благоприятные условия и для типизации технологических процессов. Так, на ХТГЗ благодаря унификации и нормализации число типовых технологических процессов повысили: по турбине ВКТ-100 на 23,7%, по ПВК-150 на 25% и по турбине К-300-240, где унификация выше, на 62,3%. По турбинам К-300-240 и ГТ-50-800 завод разработал типовые процессы на такие сложные детали, как литые и сварные диафрагмы, обоймы, роторы, и создал типовые конструкции приспособлений для некоторых видов работ, например для фрезерования плоскостей и т. п.



ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ КОНСТРУКЦИИ. БАЗЫ

ТОЧНОСТЬ РАЗМЕРОВ И ЧИСТОТА ОБРАБОТКИ
ПОВЕРХНОСТИ. РАЗМЕРНЫЕ ЦЕПИ.

БАЗЫ

Конструктор при разработке рабочих чертежей деталей турбины указывает на чертеже размеры отдельных участков детали и взаимное расположение их. Так как изготовить деталь совершенно точно невозможно и при ее обработке имеются погрешности, конструктор должен дать на чертеже пределы допустимых отклонений. Эти отклонения могут быть в размере поверхностей, в форме поверхностей и в их взаимном расположении. Степень приближения действительных размеров, формы и взаимного расположения поверхностей к номинальным значениям, указываемым конструктором на чертеже, называется точностью обработки. Конструктор, зная служебное назначение детали и эксплуатационные требования, предъявляемые к ней в турбине, выделяет основные поверхности детали, определяющие положение ее в сборочном узле и назначает для них на чертеже необходимую точность обработки: для размеров — допуск, для формы поверхности — допустимую прямолинейность плоскости или допустимую овальность и конусность для цилиндрической поверхности, для взаимного положения их параллельность, перпендикулярность и т. д.

Остальные поверхности, образующие конфигурацию данной детали, определяются требованиями прочности, габаритами, весами и т. п. и подлежат обработке с меньшей точностью, чем основные поверхности.

Рассмотрим посадку диска на турбинном валу; она осуществляется с натягом, верхний и нижний пределы которого обусловлены допустимыми напряжениями материала диска и недопустимостью освобождения диска на валу в рабочих условиях. Поэтому для выполнения этого требования конструктор на чертежах диска и вала проставляет на диаметре втулоч-

ного отверстия диска и диаметре соответствующего участка вала допуск в пределах 1—2-го классов точности, а для формы цилиндрического втулочного отверстия дает указание, что овальность и конусность его должны быть не более 0,03 мм. Осевое положение диска на валу определяется упором торцевой поверхности его ступицы о галтель на валу или в специальном упорное кольцо, сидящее на нем. Между ступицами дисков предусматривается некоторый зазор, обеспечивающий тепловое расширение диска в осевом направлении. Для соблюдения этого зазора осевые размеры ступицы диска и соответствующего участка вала должны быть выдержаны с точностью 3-го класса.

Положение осевого шпоночного паза в диске должно быть вполне определенное — отклонение его боковых поверхностей от параллельности к оси расточки диска не должно превосходить 0,02—0,04 мм в зависимости от длины шпоночного паза. Большее отклонение может при насадке диска на вал повести к поломке диска.

Радиальное биение цилиндрических поверхностей диска по отношению к его базовому втулочному отверстию, характеризующее их взаимное положение, т. е. неконцентричность, а также биение торцевых поверхностей, свидетельствующие о неперпендикулярности их к оси диска или о их неплоскостности, не должно превосходить для радиального биения 0,05 мм, для торцевого — 0,03 мм.

Выполнение в производстве всех этих указаний, характеризующих необходимую точность обработки диска, обеспечивает выполнение служебных требований, предъявляемых к диску.

Таким образом, для этой относительно простой формы детали, представляющей собой тело вращения, вносится в чертеж много требований, связанных с точностью обработки его основных поверхностей. Технологические процессы механической обработки диска и его посадки на вал должны обеспечить выполнение этих требований.

Анализ допусковых размеров по основным поверхностям ведущих деталей турбины показывает, что их обработка должна производиться в основном в пределах 2—3-го классов.

Неточности, возникающие при обработке деталей, могут происходить по разным причинам. Из-за погрешности при установке детали на станок, неточности самого станка, деформации инструмента и приспособлений в процессе обработки, износа инструмента, погрешности при измерении детали и т. п.

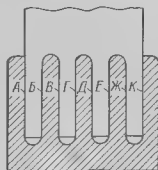
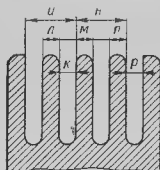
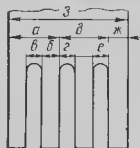
Выбор способа обработки детали должен обеспечить наибольшую надежность получения требуемых размеров при наибольшей производительности.

На чертежах деталей турбин применяется как координатное, так и цепное расположение размеров. Например, расположение выточек на турбинном валу под упорные кольца или выточек в цилиндре турбины под обоймы диафрагм указывается размерами, расположенными в координатной системе от определенной базовой поверхности, в то время как ширина этих выточек задается размерами в цепном порядке. Ширина этих выточек должна выполняться по 3-му классу точности, что вполне осуществимо при цепной простановке размеров и дает значительно меньшую точность при координатном расположении размеров для ширины выточек.

Конструктор на чертеже задает размеры или указывает соотношение поверхностей от определенных линий или точек, которые носят название конструкторских баз. Обычно за эти базы принимаются линии, которые соответствуют основным поверхностям, определяющим положение детали в собранном узле относительно других деталей и, следовательно, связанным с условиями работы детали в турбине.

При разработке чертежей и проставлении размеров конструктор (а при составлении технологических процессов технолог) должен находить наиболее экономичные методы решения размерных цепей, позволяющие ускорить и удешевить изготовление деталей без снижения их качества. Под размерной цепью понимают совокупность размеров, расположенных по замкнутому контуру. Размерная цепь, выражающая взаимную связь размеров одной детали, называется подетальной, а взаимную связь размеров узла — узловой или сборочной размерной цепью. Отдельные размеры, составляющие размерную цепь, называются звеньями размерной цепи, при этом величину натяга или зазора в сборочной размерной цепи рассматривают как самостоятельное звено ее. Все размеры размерной цепи делятся на первичные, выполнение которых не зависит от выполнения других размеров, и замыкающие, которые авто-

Таблица 3-1 Размерная цепь вильчатого хвоста профиля № 746 ЛМЗ



Размер	Лопатка		Диск		Соприжение		
	Старые допуски	Новые допуски	Размер	Допуски	Плоскость сопряжения	Старые допуски	Новые допуски
a	$56,5^{+0,07}_{-0,08}$	$56,5^{+0,04}$	u	$56,5^{+0,04}$	A	$\pm 0,01$ $0,07$	$\pm 0,04$
б	$20^{+0,03}$	$20^{+0,03}$	к	$20^{+0,04}$	Б	$\pm 0,135$ $0,005$	$\pm 0,135$ $-0,005$
	$16,5^{+0,035}$	$16,5^{+0,035}$	л	$16,5^{+0,04}_{-0,07}$	В	$\pm 0,045$ $0,03$	$\pm 0,045$ $-0,03$
в	$16,5^{+0,035}$	$16,5^{+0,035}$	м	$16,5^{+0,03}$	Г	База	База
д	$53^{+0,04}$	$53^{+0,04}$	п	$53^{+0,045}_{-0,005}$	Д	$\pm 0,035$ $0,03$	$\pm 0,035$ $0,03$
е	$16,5^{+0,035}$	$16,5^{+0,035}$	п	$16,5^{+0,04}_{-0,07}$	Е	$\pm 0,15$ $\pm 0,005$	$\pm 0,15$ $\pm 0,005$
ж	$20^{+0,105}_{-0,075}$		р	$20^{+0,045}$	Ж	$\pm 0,035$ $0,045$	$\pm 0,035$ $0,045$
з	—	$129,5^{+0,00}$	—	—	К	$\pm 0,015$ $-0,14$	$\pm 0,13$ $-0,055$

Примечание. Минус обозначает натяг, плюс — зазор.

матически получаются при обработке детали или сборки узла и, следовательно, зависящие от выполнения первичных размеров.

Решение размерной цепи заключается в определении таких предельных размеров ее первичных звеньев, при которых предельные размеры замыкающего звена отвечали бы требованиям конструкции и технологии.

В табл. 3-1 приведен пример размерной цепи для конструкции вичатого хвоста профиля № 746 ЛМЗ турбиной лопатки со старыми и новыми допусками и с разной простановкой размеров. При старых допусках замыкающим звеном являлся суммарный размер по ширине хвоста z . Наибольший суммарный натяг, полученный при расчете размерной цепи по крайним значениям допусков по плоскостям сопряжения A и K , равнялся 0,21 мм и этот припуск снимался слесарем вручную путем припиловки лопатки при ее насадке на диск, что представляло собой чрезвычайно трудоемкую работу. Выбор в качестве замыкающего звена размера $ж$ и применение нового допуска по размеру a позволило почти полностью отказаться от припиловки [12].

В практике машиностроения применяется несколько методов решения размерных цепей. В турбостроении наиболее распространенным является метод пригонки, т. е. изготовление по месту. Например, при общей сборке турбины необходимые осевые зазоры между диафрагмами и дисками получаются путем пригонки установочных колец в упорном подшипнике. В производстве турбинных лопаток, как видно из вышеприведенного примера, применяются методы полной и неполной взаимозаменяемости.

При разработке технологического процесса обработки детали технолог рассматривает ряд последовательных операций, при этом деталь все время претерпевает изменения по форме и размерам. Поэтому при каждой последующей операции технолог исходит из уже обработанных поверхностей и придерживается баз, называемых технологическими.

Желательно, конечно, чтобы технологические базы совпадали с конструкторскими во избежание пересчета размеров с допусками, в этом случае конструкторские базы становятся и технологическими. Такие базы называются основными и в отличие от вспомогательных, которые создаются искусственно для облегчения установки детали на станок в процессе ее обработки.

Качество обработки детали определяется не только точностью ее обработки, но также и чистотой поверхности детали. В эксплуатации турбин чистота поверхности имеет весьма большое значение. Одним из наиболее ответственных элементов турбины являются рабочие лопатки. От качества обработки рабочей поверхности лопаток зависит их износостойчивость, усталостная прочность, стойкость против коррозии и т. п. Шероховатость этих поверхностей также влияет на экономичность лопаток. Поэтому в настоящее время профильная часть лопатки обрабатывается с чистотой $\nabla 9$.

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ КОНСТРУКЦИИ

Конструктор при проектировании новой конструкции турбины обеспечивает эксплуатационные качества ее: надежность, экономичность, удобство обслуживания. Технолог, разрабатывая технологию изготовления этой турбины, стремится к обеспечению изготовления турбины с минимальными трудовыми и материальными затратами, для чего он закладывает в технологические процессы применение высокопроизводительных методов обработки, рациональное использование производственного оборудования и имеющейся уже в наличии оснастки. Очевидно, что конструкторские и технологические требования для создания турбины на уровне

передовой техники должны быть совмещены. Выполнение технологических требований легко разрешается, если решение их предусматривается на всех этапах проектирования турбины как в техническом проекте, так и в рабочем. Никакой прогрессивной технологией нельзя исправить дефекты конструкции, разработанной без учета выполнения технологических требований.

Связь технологии и конструкции выражается понятием технологичности конструкции, которая заключается в том что «при разработке конструкции изделия в равной мере учитываются как условия эксплуатации, так и требования, предъявляемые производством» [2].

Конструкция будет удовлетворять требованиям производства, если она будет проста в изготовлении, если при этом будут использоваться уже ранее освоенные детали и узлы, если в максимальной степени предусмотрено использование имеющейся специальной оснастки и в этом случае конструкция будет технологична.

Повышение технологичности конструкции проводится по следующим направлениям.

Нормализация и унификация деталей и узлов. В табл. 3-2 приведены данные ЛМЗ и ХТГЗ по разбивке чертежей на группы, определяющие характер этих чертежей. Все чертежи, по которым изготавлиется турбина, распределены по группам деталей: гостированным, нормализованным, покупным, унифицированным и новым. По первым четырем группам чертежей детали уже ранее изготавливались, они установлены на действующих турбинах и, следовательно, проверены в производстве и в эксплуатации. Необходимая для их изготовления оснастка, также проверенная в производстве, имеется. Использование этих деталей в новых проектах турбин не вызовет никаких трудностей при освоении этих турбин в производстве.

Если принять общее количество деталей за 100%, то суммарный процент деталей, изготовленных по первым четырем группам, составляет для разных турбин ЛМЗ (60—89)% и ХТГЗ — (40—65)% (данные не

Таблица 3.2. Распределение деталей по видам чертежей

Тип турбины	Общее количество деталей	По ГОСТу		Нормализованные		Покупные		Унифицированные		Новые	
		количество	%	количество	%	количество	%	количество	%	количество	%
ЛМЗ											
ПТ-50-90/13	47 595	19 700	41,4	3400	7,1	2060	4,3	17 310	36,4	5 125	10,8
К-50-90	30 545	11 660	38,0	1100	3,6	1640	5,4	9 200	30,2	6 945	22,8
К-100-90	38 950	15 760	40,5	2310	5,9	1890	4,9	9 540	24,5	9 450	24,2
К-200-130	51 560	19 710	38,3	4035	7,8	1420	2,7	4 590	9,6	21 445	41,6
К-300-240	67 640	24 380	36,4	8050	11,5	4105	6,1	6 905	10,2	24 200	35,8
ХТГЗ											
К-100-90	59 920	10 966	18,4	4713	7,9	411	0,68	2 213	3,7	41 667	70,0
К-150-130	75 718	15 194	20,0	1069	1,4	4987	6,6	11 485	15,0	42 983	57,0
К-300-240*	10 063	1 639	16,3	1540	15,3	311	3,2	3 101	30,7	3 472	34,5
* Указано количество наименований деталей											

* Указано количество наименований деталей

учитывают вспомогательного оборудования). Большие значения по ЛМЗ относятся к турбинам, более длительное время находящимся в производстве. Сравнительно малый процент по турбинам К-100-90 и К-150 130 ХТГЗ объясняется тем, что турбины этих типов проектировались заново без возможности использования чертежей предыдущих конструкций турбин.

Таким образом, даже для турбин самых последних типов (К-300-240 ЛМЗ и ХТГЗ) процент деталей, изготавливаемых впервые, составляет 35,8 и 34,5%. Это свидетельствует о высокой технологичности конструкции этих турбин (при оценке по этому признаку), так как почти 65% деталей являются повторяющимися, освоенными в производстве.

Приведенные данные в таблице указывают на одно из основных направлений повышения технологичности конструкции — стандартизацию, нормализацию и унификацию деталей и узлов. При этом в машиностроении, и в том числе в турбостроении, стандартизации и нормализации подвергаются в основном детали общего назначения (болты, шпильки, гайки, шпонки и т. п.). В турбостроении, имеющем единичный и частично серийный характер производства, очень большое значение приобретает унификация деталей и узлов (под унификацией понимается применение деталей и узлов, освоенных в производстве и проверенных в эксплуатации).

Впервые широкая унификация у нас была применена ЛМЗ при проектировании серии паровых турбин высокого давления мощностью от 25 до 100 Мет. По четырем типам турбин унификация составляла 50%, т. е. половина деталей в этих турбинах изготавливалась по одним и тем же чертежам.

При оценке результатов работы завода по унификации основное значение имеют нормализованные, унифицированные и впервые изготавливаемые детали, в то время как гостированные и покупные детали подбираются по нормам и каталогам. Если исходить из такой оценки (принятой ЛМЗ) и ввести понятие коэффициента унификации как отношения суммы нормализованных и унифицированных заводом деталей к сумме нормализованных, унифицированных и впервые изготавливаемых деталей, то по ЛМЗ этот коэффициент составит для паровых турбин, находящихся в производстве: для К-300-240 — 38%, К-200-130 — 29%; К-100-90 — 56% и К-50-90 — 60%. Процент унификации по ХТГЗ для турбины К-300-240, как видно из табл. 3-2, составляет 30,7%.

По малым турбинам Калужского турбинного завода (КТЗ) были унифицированы детали примерно на 50%, а по турбинам АП-6 и АТ-6 — на 70%. Подобные примеры можно привести и по другим заводам.

Преимущество унификации заключается в использовании повторяющихся деталей и узлов, являющихся всегда более рациональными как в конструкторском, так и технологическом отношении, в более широком применении стандартного оснащения и проверенной в производстве различной специальной оснастки, в повышении серийности деталей и узлов, в возможности высокой типизации технологических процессов, в сокращении сроков выпуска рабочих чертежей и повышении их качества.

Унификация и нормализация упрощает планирование, позволяет изготавливать детали на склад сериями с выплыванием на сборку по мере необходимости. Так, по турбине ЛМЗ К-50-90 трудоемкость унифицированных деталей, заказываемых на склад, доходит до 9% от общей трудоемкости изготовления турбины.

Унификации могут подвергаться не только детали и узлы, но и отдельные элементы какой-либо детали. Например, ЛМЗ, чтобы повысить технологичность конструкции вкладышей опорных подшипников, ввел на расточку баббита вместо 12 типоразмеров только четыре, унифицировал

радиусы, размеры опорных подушек с восьми размеров свел к тем; вместо трех глубин замка применил только одну и т. п.

Особенно широко применяется унификация отдельных элементов в турбинных лопатках.

Выше указывалось, что широкое применение нормализованных и унифицированных деталей сокращает количество специальной оснастки. В табл. 3-3 приведены данные ЛМЗ и ХТГЗ о применяемости специальной оснастки в их турбинах. Процент применяемости в турбинах ЛМЗ доходит до 85% и ХТГЗ до 50% (из-за разной методики подсчета эти цифры несопоставимы) и является весьма значительным.

Выбор материалов и вида заготовки. При разработке чертежей конструктор выбирает материал и определяет вид заготовки (в некоторых случаях совместно с технологом), исходя из следующих соображений: а) конструктивных — материал должен удовлетворять техническим условиям и обеспечивать нормальную службу изделия в эксплуатации; б) технологических — материал и принятый вид заготовки должны удовлетворять условиям минимальной трудоемкости на всех стадиях изготовления детали: в) экономических — материал и вид заготовки должны быть наиболее дешевыми при изготовлении детали. При этом надо учитывать возможность применения более дорогого материала, но с повышением срока службы его и снижением веса детали.

Выбор материала и вида заготовки детали тесно связаны друг с другом и правильное сочетание их создает оптимальные условия для производства детали и ее дальнейшей службы в эксплуатации. Применение чугунного литья для корпусов подшипников и фундаментных рам позволяет наилучшим образом использовать эксплуатационные свойства чугуна — высокую износостойчивость, повышенную способность к поглощению вибрации, хорошее восприятие местных концентраций напряжений, а его литейные качества создают возможность получения такого сложного литья, как, например, корпусов переднего подшипника современных крупных турбин. В то же время применение чугунного литья для выхлопных частей цилиндра низкого давления крупных паровых турбин весом 20—40 т не является целесообразным вследствие повышенного литейного брака таких крупных отливок и невозможности надежного исправления литейных дефектов. Для таких деталей, как показал опыт наших турбостроительных заводов, вполне оправдывает себя применение сварных конструкций, которые по весу и по трудоемкости их изготовления обладают лучшими показателями, чем чугунные. Для выхлопных частей цилиндра низкого давления турбины ВК-100-2 на ЛМЗ провели сравнительный экономический расчет, который приведен в табл. 3-4. Как видно из таблицы, вес сварных конструкций ниже, чем чугунных, примерно на 30%, а трудоемкость приблизительно на 40%.

Применение сварных цилиндров низкого давления с 1947 г. выявило каких-либо недостатков их.

Изменение наборной конструкции диафрагмы на сварную с применением для лопаток холоднокатаных заготовок резко улучшило технологичность конструкции диафрагм (см. стр. 159).

Особо важное значение имеет правильный выбор заготовок в производстве турбинных лопаток. В настоящее время средний коэффициент использования металла для рабочих лопаток составляет по разным заводам около 20—25%, а остальные 80—75% металла превращаются в стружку. Такое положение объясняется тем, что форма и размеры заготовок лопаток весьма далеки от формы и размеров готовых лопаток: еще многие турбинные лопатки изготавливаются из прямоугольного проката. Применение прогрессивных видов заготовок — холодного проката,

Т а б л и ц а 3-3. Применяемость специального оснащения в турбинах ЛМЗ и ХТГЗ (по количеству наименований)

Наименование	ЛМЗ					ХТГЗ	
	К-800-240	К-200-130	К-100-90	К-50-90	ЛТ-50-90/13	ГТН-9	К-100-90
Полное количество специального оснащения:	13 510	13 910	14 380	7680	11 285	6272	3862
в том числе приемного	11 060	11 835	12 960	5890	9 680	3173	1421
Процент применяемости	82	85	90	77	85	50	36,9

П р и м е ч а н и е В применяемом специальном оснащении по ЛМЗ каждый типоразмер учтен столько раз, сколько он применен для различных деталей и операций.

Т а б л и ц а 3-4. Сравнительные данные по выходным частям ЦНД паровой турбины ВК-100 2

Наименование деталей	Вес деталей в т		Возможное количество отливок	Трудоемкость изготовления в нормо-ч			
	литой чугунной	сварной		моделей	формы и литыл одной детали	одной литой детали	одной сварной детали
Верхняя часть	16	12	5	24 000	600	5400	3204
Нижняя часть	40	25	5	36 000	1100	8300	4748

точной штамповки и пр. из-за относительно малых партий лопаток и большой дороговизны этих заготовок не всегда осуществимо. Литые лопатки по выплавляемым моделям из-за неуверенности в качестве литья и сложности его контроля, пониженной усталостной прочности по сравнению с коваными также медленно внедряются в лопаточное производство. ЛМЗ применил такое литье для рабочих лопаток компрессора высокого давления газовой турбины ГТ-25-700 для десяти ступеней с высотой лопаток от 142 до 63 мм и для компрессора низкого давления этой же турбины для трех ступеней с высотой до 209 мм из стали марки 2Х13.

Коэффициент использования металла для этих лопаток составил от 0,4 до 0,6 для различных ступеней. Применение литых лопаток вместо кованных в этих ступенях в 2 раза повысило использование металла, и так как рабочий профиль литых лопаток подвергается только шлифованию, трудоемкость изготовления их снизилась примерно на 45%. Таким образом, замена кованных лопаток на литые резко улучшила технологичность их конструкции.

ХТГЗ по турбине К-150-130 до внедрения штамповки и проката при чистом весе облопачивания в 8888 кг имел норму расхода материала нержавеющей стали 58 920 кг (коэффициент использования 0,15), а после внедрения 37 150 кг, что повысило коэффициент использования до 0,24.

В общем, применяемые заготовки для турбинных лопаток являются нетехнологическими из-за больших припусков на механическую обработку. Трудоемкость механической обработки лопаток составляет для разных турбин примерно 20–25% от общей трудоемкости изготовления турбин при расходе металла на лопаточный аппарат 4–6% от общего расхода в целом на турбину.

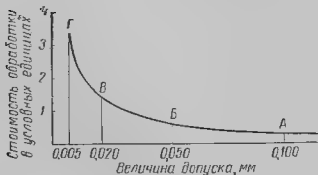
Приближение формы заготовки к форме готовой лопатки является насущной задачей металлургов и турбостроителей.

Применение в турбостроении сталей аустенитного класса для ряда деталей лопаток, роторов, цилиндров и пр. при ухудшении эксплуатационных свойств турбины (например, более длительный прогрев ее при пуске) в то же время усложняет изготовление заготовок из этих материалов и механическую обработку их. Брусковый материал из стали ЭИ123 аустенитного класса не разрезается на отдельные куски дисковой фрезой или ножовкой, в чем ЛМЗ убедился при изготовлении лопаток для первых турбин типа ВК-100-2. Стоимость аустенитных с леей по сравнению со сталями перлитного класса выше в 10–15 раз.

Таким образом, приведенные примеры выбора материала и вида заготовок показывают весьма значительное влияние этих факторов на технологичность конструкции.

В целом по турбинам расход металла на изготовление их еще велик. Коэффициент использования металла, идущего на изготовление турбин, по данным ЛМЗ и ХТГЗ, составляет для разных типов турбин от 0,58 до 0,62. Уменьшение припусков, замена свободнойковки штамповкой, применение более прогрессивных методов литья и т. п. являются очередными мероприятиями по уменьшению механической обработки и повышению технологичности конструкции.

Рис. 3-1. График зависимости затрат на обработку от требуемой точности



На ЛМЗ по качественному прокату для турбины К-300 240 доля поковок с 15 029 кг (1963 г.) снизилась до 12 128 кг (1964 г.) за счет увеличения применения штамповок за тот же период времени с 3738 до 4438 кг.

Приведенные коэффициенты использования металла относятся непосредственно к турбине. По другим элементам, где применяется меньше разновидностей заготовок и идет в основном прокат, коэффициент использования выше и, например, для разных типов конденсаторов ЛМЗ составляет 0,79—0,88.

Анализ допусков и чистоты обработки. Требования на чертеже по точности и чистоте обработки непосредственно связаны с большим или меньшим объемом механической обработки.

Конструктор выставляет эти требования, исходя из эксплуатационных условий работы машины, а технолог при разработке технологического процесса должен критически относиться к этим требованиям во избежание необоснованного усложнения механической обработки. В Б. Гокун [3] на рис. 3-1 приводит график зависимости затрат на обработку в зависимости от требуемой точности, где А — обработка отверстия (сверлить) и вала (холоднотянутый прутки); Б — обработка отверстия (сверлить, зачистить, развернуть) и вала (точить); В — обработка отверстия (сверлить, шлифовать) и вала (точить и шлифовать); Г — обработка отверстия (сверлить, шлифовать, довести) и вала (точить, шлифовать, довести). Как видно из этого рисунка, объем механической обработки и, следовательно, затраты на изготовление резко возрастают с повышением точности обработки.

Трудоемкость обработки зависит не только от требуемой точности, но также и от предписанной чертежом степени чистоты обработки: чем выше класс чистоты, тем более высокая трудоемкость механической обработки поверхности. Поэтому при разработке чертежей не следует без необходимости завышать требования по точности и чистоте обработки. В табл. 3-5 и 3-6 приведена разбивка по некоторым деталям турбин ЛМЗ

Т а б л и ц а 3-5 Распределение размеров некоторых деталей по допускам (по количеству)

Наименование деталей	Завод	тип турбины	Класс точности					
			1	2—2а	3 3а	4	5	По свобод- ным раз- мерам
Ротор ВД	ЛМЗ	К-200-130	—	29	281	70	11	401
Ротор СД			7	20	93	20	15	226
Вал НД			8	18	50	13	5	76
Диск			-	2	15	-	2	53
Ротор	ИЗЛ	ВКв-18	4	7	92	20	68	204
Вал		АКв-18	11	21	51	11	18	71
Диск		АКв-18		1	13	3	7	67
Итого			30	98	595	137	126	
Всего			986					
Процент от суммы допусковых размеров			3	10	60	14	13	

Т а б л и ц а 3 6. Распределение поверхностей некоторых деталей по классам чистоты обработки (по количеству)

Наименование деталей	Завод	Тип турбины	Класс чистоты					
			9	8	7	6	5	4
Ротор ВД	ЛМЗ	К 200 130	—	1	14	755	1	—
Ротор СД			—	4	24	612	1	—
Вал НД			—	2	20	55	1	—
Диск с вильчатым ободом			—	—	1	139	—	—
Ротор	НЗЛ	ВКв-18	2	—	581	240	6	—
Вал		АКв-48	2	—	52	33	23	12
Диск скорости		АКв-48	—	—	5	44	9	—
Итого			4	7	697	1878	41	12
Всего			2639					
Процент от суммарного итога			0,15	0,3	26,5	71	16	0,45

и НЗЛ размеров по допускам и поверхностей по чистоте обработки. Из этих таблиц видно, что по этим деталям, наиболее ответственным в турбине, 60% допусковых размеров имеют 3-й класс точности и 70% поверхностей требуют обработки по 6-му классу чистоты. Число размеров по 1 и 2-му классам точности составляет около 13%, а число поверхностей по 9 и 8-му классам чистоты только примерно 0,45%. Наиболее высокие классы точности проставляются на размерах, определяющих основные сопряженные поверхности (посадочные), связанные с условиями службы деталей в эксплуатации. Обработка этих поверхностей даже по 2-му классу точности дает большие неприемлемые колебания натягов и поэтому она производится с допусками, соответствующими примерно 1-му классу. То же самое относится и к чистоте обработки поверхностей: 9 и 8-й классы чистоты относятся к опорным шейкам и упорным дискам роторов и валов. Основная подавляющая часть размеров, относящихся к второстепенным поверхностям, выполняется по свободным размерам.

Учитывая, что наиболее жесткие требования для этих деталей по точности и чистоте обработки обуславливаются условиями их службы в эксплуатации, можно полагать, что конструкция их по этим признакам является технологичной.

Нашими турбостроительными заводами обработка профильной рабочей части лопаток производится в среднем с чистотой поверхности по 9-му классу. Такая чистота достигается путем шлифовки и полирования лопаток. Эта работа в стационарном турбостроении проводится вручную на шлифовальных станках (лопатка находится в руках рабочего), и трудоемкость ее достигает до 30–35% от общей трудоемкости изготовления лопаток. Снижение чистоты обработки при соблюдении необходимой точности позволило бы уменьшить объем шлифовальных работ.

Опыты, проведенные А. И. Исаевым и Н. А. Морозовым [4] и [5], показали, что лопатки со шлифованной и полированной поверхностью в пределах $\nabla 5 - \nabla 10$ в течение короткого времени (около 140 ч) теряют свою исходную чистоту и тем больше, чем выше она была. Авторы считают, что целесообразно снизить чистоту обработки с $\nabla 9$ до $\nabla 6 - \nabla 7$, что позволит значительно сократить трудоемкость изготовления лопаток и облегчит проведение полной механизации обработки. Хотя этот вопрос не является полностью очевидным, приведенные примеры показывают, что технологичность конструкции надо постоянно совершенствовать.

Рациональное применение допусков, обоснованных условиями службы деталей и возможностью их выполнения, способствует улучшению и внутрицехового планирования. На ЛМЗ в течение длительного времени обработка дисков и валов проводилась в такой последовательности: сначала обрабатывалось втулочное отверстие диска, а затем по формуляру с него посадочные места на валу. Внедрение бесформулярной обработки диска путем полирования втулочного отверстия при помощи специального приспособления с точностью до 2-го класса позволило производить независимую обработку дисков и валов, что повело к сокращению времени пролеживания деталей и по однотипным турбинам создало взаимозаменяемость дисков по посадочным местам.

Таким образом, ужесточение допуска на обработку втулочного отверстия в дисках и данном случае повысило технологичность конструкции и является вполне оправданным.

ЛМЗ разработал технологические нормы на элементы проточной части турбин для обеспечения оптимальных осевых зазоров и исключения обработки корпусов турбин и обойм диафрагм по формуляру. Это было достигнуто путем расчета размерных цепей и некоторого ужесточения допусков и позволило перейти к бесформулярной обработке этих деталей и, следовательно, упростило внутрицеховое планирование.

В этом случае технологичность конструкции этих деталей также улучшилась, хотя и сопровождалась некоторым ужесточением допусков.

Опыт машиностроения показывает, что за счет технологичности конструкции машин можно получить дополнительное сокращение трудоемкости в среднем до 15—25% и снижение себестоимости до 5—6% [1].

ТРУДОЕМКОСТЬ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТУРБИН И ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТРУДА

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТРУДОВЫХ ЗАТРАТ ПО ОТДЕЛЬНЫМ ЦЕХАМ, ВИДАМ РАБОТ И ГРУППАМ ОБОРУДОВАНИЯ

На основании пронормированных технологических процессов составляется сводный норматив трудоемкости по отдельным узлам и по ним трудовой норматив в целом на турбину. Этот норматив позволяет видеть распределение трудовых затрат в нормо-часах на изготовление турбины по отдельным цехам, видам работ и группам оборудования.

В табл. 4.1 приведена разбивка суммарной трудоемкости по цехам заводов по некоторым турбинам ЛМЗ, ХТЗ и КТЗ. Основными цехами, участвующими в изготовлении турбины, являются выпускающий механо-сборочный турбинный цех, лопаточный и цех металлоконструкций (сварочный). В среднем по разным заводам и по разным типам паровых турбин доля трудоемкости турбинного цеха составляет 45–55%, лопаточного 15–20% и цеха металлоконструкций 20–30%.

Большой удельный вес сварных металлоконструкций является характерным для послевоенного производства турбин: широкое внедрение сварных конструкций цилиндров низкого давления паровых турбин и цилиндров газовых турбин, сварных диафрагм, сварных роторов (ГТ-12-3 и К-150/130), сварных лопаток регулирующих колес и прочих сварных деталей вытеснило прежние виды заготовок и в общем способствовало повышению технологичности конструкций.

Рост трудоемкости изготовления лопаток по новым проектам паровых турбин по сравнению с предыдущими (например, по К-300-240 и ПТ-50-90/13) объясняется возросшими требованиями по аэродинамическому совершенствованию их.

Кроме указанных выше трех основных цехов, в изготовлении турбины еще участвуют цехи: крепежа (около 5% от общей трудоемкости, по

Таблица 4-1. Распределение общей трудоемкости изготовления турбин по цехам участникам (в %)

Наименование цехов	ЛМЗ				
	К-300-240	К-200-130	К-100-80	К-50-90	ПТ-50-90/13
Выпускающий	43,1	45,5	48,4	51,6	54,8
Лопаточный	19,5	16,5	18,6	17,0	14,1
Металлоконструкций	30,3	28,2	22,0	20,8	21,6
Прочие	7,1	9,8	11,0	10,6	9,5
Итого	100	100	100	100	100

Наименование цехов	ЛМЗ				ХТГЗ		КТЗ
	ГТ-25-700*		ГТН-9-750		К-150-130	К-100-90	Турбины (в среднем)
	Турбина	Компрессоры	Турбина	Компрессоры			
Выпускающий	30,4	39,3	40,2	53,2	42,0	46,0	55,0
Лопаточный	9,5	22,3	15,6	16,2	19,0	20,0	21,0
Металлоконструкций	44,2	23,0	38,2	24,1	20,0	18,0	22,0
Прочие	6,0	4,3	6,0	6,5	19,0	16,0	2,0
Итого	100*	100*	100	100	100	100	100

* С учетом отработки конструкции и технологии* по турбине 9,8%, по компрессору 11,1%

данным ЛМЗ), металлопокрытий, осуществляющий покрытие деталей турбин для предохранения их от коррозии и для придания продукции хорошего товарного вида (около 2,5%), и цех по окраске и упаковке продукции. Заготовки и полуфабрикаты кооперированных предприятий и собственного производства (кузница, литейный цех) входят в материальные затраты и потому в трудоемкости основного производства не учитываются.

Все изложенное свидетельствует о стремлении турбостроительных заводов к внутризаводской специализации цехов, что ведет к снижению трудовых затрат и себестоимости турбины, улучшает качество продукции, совершенствует организацию производства и повышает его культуру.

В табл. 4-2 приводится разбивка суммарной трудоемкости по данным ЛМЗ и ХТГЗ по видам работ. Как видно из таблицы, процент станочных работ составляет в среднем по всем паровым турбинам ЛМЗ 55-58% и ручных около 30%. В действительности объем ручных работ будет выше, так как работы с механизированным инструментом в известной мере требуют также применения ручного труда. Наиболее низок объем ручных работ в лопаточном производстве, где он от общей трудоемкости изготовления лопаток для разных типов турбин составляет около 7%. Организация работ в цехе по методу серийного производства с применением значительного

Таблица 4-2. Трудоемкость изготовления турбин по видам работ (в %)

Виды работ	ЛМЗ				
	К-300-240	К-200-130	К-100-90	К-50-90	ПТ-50-90/13
Станочные	53,8	54,8	59,4	58,3	57,9
С механизированным инструментом	15,7	14,3	11,1	11,2	10,3
Ручные	30,5	30,9	29,5	30,5	31,8
Итого	100	100	100	100	100

Виды работ	ЛМЗ		ХТЗ	
	ГТ-25-700 (турбина)	ГТН-9 (турбина)	К-150-130	К-100-90
Станочные	29,1	45,0	45,7	42,7
С механизированным инструментом	33,6	55,0	54,3	57,3
Ручные	37,3			
Итого	100	100	100	100

количества специального оснащения и создала возможности резкого снижения ручных работ в этом цехе (шлифовка лопаток не учитывается).

В табл. 4-3 -4-5 дана разбивка станочной трудоемкости по группам оборудования в процентах для выпускающего турбинного цеха, лопаточного и цеха металлоконструкций.

Эти данные дают представление о номенклатуре оборудования, необходимого для изготовления турбины по этим цехам, и удельном весе отдельных групп станочного оборудования. Приведенный перечень станков в табл. 4-3 и 4-5 указывает на универсальный характер оборудования, применяемого в этих цехах, свойственный единичному производству.

В турбинном цехе удельный вес токарных и карусельных станков составляет около половины всего оборудования, что объясняется большим количеством деталей с цилиндрическими поверхностями, свойственными конструкциям деталей турбин.

В цехе металлоконструкций на долю газорезки и электросварки по деталям турбин (без прочих элементов турбоустановки) приходится около 40 -60% трудоемкости, а на станочное оборудование только около 20 -25%, что вызывается специфическим характером производства цеха. При подборе оборудования этого цеха необходимо учитывать, что в нем должны изготавливаться также конденсаторы, эжекторы и прочее вспомогательное оборудование, характер распределения трудоемкости которых будет другой.

В оборудовании цеха при изготовлении крупных турбин должны входить: гидравлические прессы до 750 Т, вальцы листогибочные для листов толщиной до 40 мм, вальцы листопрямляющие для листов толщиной до 25 мм, гильотинные ножницы для резки листа до 20 мм толщины. В табл. 4-5 это оборудование отнесено в графу прочих механизированных работ.

В лопаточном цехе, как видно из табл. 4-4, трудоемкость по фрезерным станкам составляет 46 65%; это указывает на доминирующую роль фрезерных работ в этом цехе. До последнего времени оборудование в лопаточном цехе было универсальным, несмотря на серийный характер производства. Серийность изготовления лопаток обеспечивалась применением большого количества специальных приспособлений. В настоящее время большая закрутка лопаток, повышающая их эконоичность, вызвала необходимость в новых методах обработки лопаток: в строчечном строгании, строчечном фрезеровании и т. п. В лопаточном цехе ЛМЗ количество специальных и специализированных станков в 1964 г. составило уже 36% от общего количества станков в цехе.

Таблица 4.3. Распределение трудоемкости изготовления турбин по группам оборудования выпускающего турбинного цеха (в %)

Станки	ЛМЗ							ХТЗ К-150-130
	К-300-240	К-200-130	К-100-90	К-50-90	ПТ-50-90/13	ГТ-25-700 (турбина)	ГТН-9-750 (турбина)	
Токарные	36,2	33,6	33,0	37,0	42,0	33,4	43,3	34,3
Шлифовальные	1,6	2,2	1,5	2,0	2,9	1,5	4,0	0,5
Расточные	15,7	17,0	13,5	14,4	9,8	17,7	16,2	14,0
Карусельные	18,3	19,6	22,0	17,0	16,6	11,3	8,0	16,0
Сверлильные	6,7	8,3	9,0	8,7	6,8	7,7	7,8	8,5
Фрезерные	10,4	12,0	14,0	14,3	18,0	16,3	11,0	6,7
Строгальные	9,1	5,7	5,0	4,8	1,7	11,0	5,7	3,3
Прочие	2,0	1,6	2,0	1,8	2,2	1,1	4,0	19,7
Итого	100	100	100	100	100	100	100	100

Таблица 4-4. Распределение трудоемкости изготовления турбинных лопаток по группам оборудования лопаточного цеха (в %) по турбинам ЛМЗ

Станки	К-300-240	К-200-130	К-100-90	К-50-90	ПТ-50-90/13	ГТ-25-700 (турбина)	ГТН-9 (турбина)
Токарные	0,8	2,4	2,0	1,8	3,2	2,0	4,2
Шлифовальные	36,3	30,4	23,3	25,0	27,0	27,8	17,0
Карусельные	1,7	1,9	4,0	3,2	3,8	—	0,8
Сверлильные	2,2	2,2	2,6	2,2	2,0	1,0	—
Фрезерные	46,4	52,6	65,0	62,2	57,0	54,0	62,0
Строгальные	—	—	1,0	0,9	0,6	13,0	—
Автоматно револьверные	0,3	1,0	1,0	2,4	2,4	—	—
Специализированные	—	—	—	—	—	—	16,0
Прочие	12,3	9,5	1,1	2,3	4,0	2,2	—
Итого	100	100	100	100	100	100	100

Таблица 4-5. Распределение трудоемкости изготовления сварных конструкций турбин ЛМЗ по группам оборудования цеха металлоконструкций (в %)

Станки и вид работы	К-300-240	К-200-130	К-100-90	К-50-90	ПТ-50-90/13	ГТ-25-700 турбина	ГТН-9 турбина
Токарные	5,0	6,2	7,4	9,0	10,2	3,0	2,1
Шлифовальные	0,2	0,5	0,7	1,2	1,1	1,5	0,1
Расточные	1,5	2,9	3,2	5,9	6,8	4,1	1,7
Карусельные	2,7	4,0	3,7	4,7	3,9	6,5	2,7
Сверлильные	3,6	1,8	2,2	2,1	2,7	1,2	0,5
Фрезерные	2,1	4,6	3,9	5,8	6,5	3,7	2,7
Строгальные	2,1	2,6	5,7	4,7	4,2	3,8	2,3
Прочие станки	8,9	9,4	12,3	9,0	9,4		7,3
Газорезка, аэтросварка	63,0	44,7	40,0	39,0	37,0	60,2	80,6
Термообработка	4,3	5,0	8,5	5,7	3,4		
Прочие механизированные работы	6,6	18,3	12,4	12,9	14,8	16,0	
Итого	100	100	100	100	100	100	100

В ближайшее время в стационарном турбостроении следует ожидать дальнейшего увеличения специального оборудования в лопаточных цехах заводов за счет совершенствования методов механической обработки лопаток, а также внедрения новых электрофизических методов обработки — электроимпульсного, электрохимического и пр.

Большой удельный вес в изготовлении лопаток составляют шлифовальные работы, их трудоемкость доходит до 35% от общей трудоемкости обработки лопаток. Шлифование лопаток производится полумеханизированным путем, так как при этой операции лопатка прижимается к шлифовальному камню самим рабочим, и это снижает производительность труда и повышает трудоемкость изготовления лопаток. Полная механизация работ по шлифованию и полированию рабочей части лопаток является трудной задачей, удовлетворительное решение которой сегодня еще не найдено. Намечается шлифование абразивным кругом на специализированных копировально-шлифовальных станках или при помощи абразивной ленты. Высокое качество шлифования и высокая производительность — основные требования, предъявляемые к этим станкам.

Знание распределения трудоемкости по цехам и группам оборудования при заданной годовой программе производства позволяет правильно рассчитывать загрузку оборудования. Эти же материалы могут явиться исходными при проектировании новых турбинных заводов или реконструкции старых.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ТУРБИН

Совершенствование конструкции турбины происходит в основном при переходе к проектированию нового типа турбины с учетом всего накопленного опыта по производству и эксплуатации и проведенных экспериментальных и научно-исследовательских работ.

Чертежи на конструкции турбины выпускаются в производство на сравнительно длительный период времени, в течение которого вносятся только частичные улучшения конструкции отдельных деталей, недостатки по которым выявились в процессе изготовления и эксплуатации турбины, и не проводится каких-либо коренных мероприятий по совершенствованию турбины. На ЛМЗ паровые турбины типа ВК-100-2 изготавливались в течение 11 лет. Турбины типа ВК-50-1 находились в производстве 12 лет, было выпущено большое количество турбин и только после этого они были заменены турбинами типов ВК-100-6 и ВК-50-3, спроектированными на новые параметры пара с усовершенствованными проточными частями. На ХТГЗ турбины типов ВКТ-100 и К 150-130 также изготавливаются в течение около 6 лет (ЛМЗ для турбин типа ВК-100-2 усовершенствовал проточную часть для действующих турбин с заменой деталей на месте).

Длительность цикла технической подготовки производства, ее сложность и дороговизна, отсутствие опытного, непромышленного образца нового типа турбины не позволяют турбостроительным заводам часто заменять действующие типы турбин на новые или производить их капитальную модернизацию. Продолжительность выпуска какого-либо типа турбины в основном определяется моральным износом его, т. е. несоответствием его технико-экономических показателей уровню техники на данный момент. Поэтому конструкторы турбин только в каждый вновь проектируемый тип турбины могут вносить коренные технические усовершенствования на основании накопленного опыта и экспериментальных исследований.

В табл. 4-6 показаны результаты постепенных усовершенствований паровых турбин, выпущенных ЛМЗ.

Снижение удельного расхода угля на 37,3%, удельного веса на 54%, удельной трудоемкости на 60% характеризуют техническое совершенствование турбин за 30 лет на ЛМЗ.

Технологи, разрабатывая технологические процессы на изготовление турбины новой конструкции, закладывают в них передовые высокопроизводительные методы обработки деталей и приемы работ, наиболее совершенные конструкции специального оснащения, максимальное число технически обоснованных норм и т. п.

Таблица 4.6. Технические характеристики некоторых паровых турбин ЛМЗ

Тип турбины	Мощность турбины в Мет	Год выпуска первого образца	начальное давле- ние в ата	Параметры пара			Температура пита- тельной воды в °С	Расход угля		Удельный вес в кг/мет	Относительная удельная трудоем- кость в %
				начальная температура	температура промежуточ- ного пере- грева	давление в кон- денсаторе в ата		удельный г/мет · ч	экономия в %		
АК-25	24	1930	26	375	—	0,04	142	510	0	5,0	100
АК-100	100	1938	29	400	—	0,04	161	485	4,9	2,6	—
ВК 100-2	100	1946	90	500	—	0,035	221	420	17,7	2,7	64
СВК-150 1	150	1952	170	550/580	535	0,03	226	360	29,4	3,4	108
ВК-100 6	100	1957	90	535	—	0,03—0,035	217	373	27,0	2,83	44
К-200-130	200	1958	130	565	565	0,03—0,035	230	335	34,3	2,9	39
К-300 240	300	1960	240	—	565	0,035	260	320	37,3	2,3	47

Примечание По мере дальнейшего освоения турбины К-300-240 надо ожидать снижения относительной удельной трудоемкости.

Таблица 4-7. Относительные технико-экономические пока тель производ-
ства паровой турбины ЛМЗ типа К-200-130

Год выпуска турбин	Трудоемкость относи- тельная в %		Разбивка нормативной трудоемкости по видам работ в %			
	норматив- ная (техно- логическая)	фактиче- ская	общая	станочная	механизи- рованные работы	ручные работы
1958	100	100	100	50,5	14,5	35,0
1959	97,7	84,7	—	—	—	—
1960 1961	47,5	42,8	—	—	—	—
1962	46,2	39,7	—	—	—	—
1963	42,8	37,2	100	54,8	14,3	30,9

Год выпуска турбин	Техно- логиче- ский цикл в сутках	Расход металла на изде- лие в т	Кoeffи- циент оснаще- ния	Завод- ская се- бестои- мость	Расче- тные нормы	Нормативная отно- сительная трудосм- кость изготовления комплекта лопаток в %	
				в %		ступень № 30	ступень № 31
1958	170	891,2	0,90	100	39,0	100	100
1959	170	929,4	0,90	55,5	39,0	—	—
1960 -1961	110	891,0	2,16	54,7	43,4	—	—
1962	110	884,0	2,17	48,7	43,5	—	—
1963	110	876,0	2,17	46,7	43,6	59,7	58,6

Специальной технологии на первый головной образец турбины не выпускается, технологический процесс составляется как на освоенный тип турбины и только количество специальной оснастки по мере отработки турбины постепенно увеличивается.

Технологические мероприятия по совершенствованию технологии производства турбин по своему объему и содержанию являются более мелкими, хотя количество их может быть и весьма значительным, и в сумме своей они могут давать большой экономический эффект. Поэтому технологи имеют возможность ежегодно пересматривать технологию на повторяющиеся турбины и вносить в них все необходимые улучшения без перевыпуска технологической документации заново. При этом совершенствование технологических процессов идет по пути увеличения количества специального оснащения, механизации ручных работ, повышения числа операций со скоростными методами обработки (например, скоростное фрезерование), внедрения твердосплавного инструмента, автоматической и полуавтоматической сварки, приближения формы заготовки к форме готового изделия, внедрения специализированных станков, увеличения процента технически обоснованных норм и т. п. Все это приводит к повышению производительности труда и снижению трудоемкости изготовления изделия, сокращению технологического и фактического цикла его, лучшему использованию отдельных категорий материала и в результате к снижению себестоимости турбины.

В качестве примера в табл. 4-7 показаны изменения технико-экономических показателей производства турбины К-200-130 на ЛМЗ по годам, как результат отработки конструкции и технологии изготовления. Технологи-

гическая (нормативная) трудоемкость по турбинам выпуска 1963 г. уменьшилась по сравнению с 1958 г. на 57,2% и соответственно фактическая на 62,8%. Ручные работы с 35% снизились до 30,9%. Коэффициент оснащенности поднялся с 0,90 до 2,17, процент технически обоснованных норм (т. е. расчетных норм, которые строятся из учета прогрессивных режимов резания и являются наиболее правильными, стимулирующими повышение производительности труда) повысился с 39 до 43,6%. За 6 лет заводская себестоимость паровой турбины К 200-130 снизилась на 53,3%.

Из этой же таблицы видно, например, уменьшение трудоемкости изготовления самых сложных рабочих лопаток — последней и предпоследней ступеней. За этот же период технологическая трудоемкость их производства снизилась примерно на 41%.

Приведенный пример по турбине К 200-130 не является единичным, примерно такое же положение имеется и по другим типам паровых турбин ЛМЗ.

Анализ технико-экономических показателей по выпуску повторных образцов какого-либо типа турбины показывает, что главным фактором, влияющим на снижение трудоемкости их производства, является количество турбин, подлежащих изготовлению по неизменяемым чертежам. Поэтому уменьшение числа типов турбин с одновременным увеличением их количества в пределах каждого типа (насколько это позволяет народнохозяйственный план), группировка в пределах года по кварталам изготовления однотипных турбин, увеличение количества деталей и узлов для разных типов турбин, изготавливаемых по одним чертежам, т. е. широкая нормализация и унификация их, являются основными мероприятиями по повышению производительности труда и снижению трудоемкости и себестоимости изделия. Этому способствуют также внутризаводская специализация цехов по отдельным видам работ и организация внутри цехов предметиозамкнутых участков.

Увеличение степени специального оснащения с 0,9 до 2,17 (табл. 4 7) экономически себя вполне оправдывает при большом количестве изготавливаемых турбин.

На себестоимость турбины влияют и единичная мощность агрегата, его параметры пара и конструктивные особенности машин. Так, удельная себестоимость, отнесенная к 1 *квт* мощности, по турбинам ЛМЗ в 1963 г. составила (приняв для турбины К-200-130 — за 100%) для К-100-90 104%, для К-50 90 143%.

По газовым турбинам, конструктивно более сложным и использующим более дорогие материалы, удельная себестоимость значительно выше. Конечно, отсутствие по созданию газовых турбин такого большого опыта, какой имеется по паровым турбинам, также сказывается на высокой удельной себестоимости машин.

Рассматривая вопросы технологичности конструкции, мы говорили о ряде мероприятий, способствующих снижению трудоемкости изготовления изделия. При механической обработке деталей повышение производительности труда достигается за счет сокращения машинного и вспомогательного времени. Сокращение машинного времени идет по пути применения более высоких режимов резания, новых видов режущего инструмента, новых материалов для его изготовления и пр. Внедрение на ЛМЗ широких резцов при строжке горизонтальных разъемов цилиндров позволило в 3—4 раза повысить производительность труда на доводочных операциях. На КТЗ внедрение тонкого фрезерования однорежцовыми тяжелыми фрезами в 1,5—3 раза ускорило обработку горизонтальных разъемов. Применение специальной шлифовальной головки на ЛМЗ в 8—10 раз повысило производительность труда на доводочных операциях по обработке

сферических поверхностей вкладышей опорно-упорных подшипников. Внедрение твердосплавного инструмента в 4—6 раз увеличило скорость резания по сравнению с инструментом, изготовленным из быстрорежущей стали, и т. п.

В качестве примера сокращения вспомогательного времени можно сослаться на применение в лопаточном производстве пневматических и гидравлических зажимов. При незначительном машинном времени на изготовление лопаток время на снятие обработанной лопатки из приспособления и крепление новой путем болтовых или эксцентриковых зажимов было относительно большим. Применение гидравлических зажимов в 3—4 раза ускорило крепление лопаток в приспособлении и, следовательно, способствовало резкому снижению вспомогательного времени.

Внедрение в технологию производства турбин упомянутых усовершенствованных процессов, рационального оснащения, специализированных станков создает возможность для постоянного снижения трудоемкости изготовления турбин и их себестоимости.

При разработке технологического процесса по ведущим деталям составляется технологический цикловой график, характеризующий длительность изготовления турбины. Этот график для новых типов турбин является основным документом для планирования производства. Фактическая продолжительность производства турбин отличается от технологического цикла. Для первых образцов нового типа турбины действительный цикл часто превышает технологический, так как требуется дополнительное время на отработку конструкции и технологии, в том числе и на исправление допущенных ошибок. На последующих образцах турбины после освоения ее в производстве с учетом переработки нормы, не заложенной в цикловой график, происходит снижение действительного цикла изготовления турбины.

Технологические циклы (в сутках) производства турбин ЛМЗ составляет: по турбине К-300-240 — 146, К-200-130 — 110, К 100 90 — 96, К-50-90 — 90, ПТ 50 90/13 — 108 и ГТН-9-750 — 91. Фактические циклы будут значительно ниже, и величина их зависит от своевременности поставки полуфабрикатов. Сильно отражается на производственном цикле и качество заготовок, особенно поставляемых по внешней кооперации. Поковки и главным образом литые, выполненные с большими припусками или без обдирки, имеющие много дефектов, требуют большого дополнительного времени, не предусмотренного технологическим процессом, для снятия излишних припусков и исправления дефектов. Опоздание с поставками заготовок как внешних, так и собственных, так же как и качество их, влияют на ритмичную работу цеха и удлиняют сроки производства. В планировании выпуска турбин обязательно предусматривается опережающая поставка всех полуфабрикатов для создания необходимых заделов.

РАБОЧИЕ ЛОПАТКИ

НАЗНАЧЕНИЕ ЛОПАТОК. СЛОЖНОСТЬ
ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ

Лопаточный аппарат паровой и газовой турбин состоит из неподвижных направляющих лопаток, являющихся частью конструкции сегментов сопел и диафрагм, и рабочих лопаток, набираемых на турбинные диски или непосредственно на роторы барабанного типа.

Назначение лопаточного аппарата заключается в преобразовании тепловой энергии пара или газа в механическую работу на рабочих лопатках.

Расчеты рабочих лопаток, особенно последних ступеней современных мощных турбин, создание их конструкций, экспериментальная отработка представляют собой весьма сложный и трудоемкий процесс при проектировании новых турбин. При этом расчет и конструирование рабочих лопаток должны быть обязательно увязаны с последующей технологией их изготовления.

Окончательная конструкция лопаток и принятый материал для них должны находиться в соответствии с производственными и техническими возможностями турбостроительного завода.

Изготовление турбинных рабочих лопаток (как заготовок, так и механическая обработка их) является весьма сложной трудоемкой операцией. Трудоемкость изготовления лопаток составляет около 20—25% от общей трудоемкости производства турбины в целом, длительность цикла изготовления рабочих лопаток последних ступеней мощных турбин доходит до 2—3 месяцев при двухсменной работе. Технологическое специальное оснащение, необходимое для изготовления лопаток современных мощных паровых турбин, составляет до 5000 (с учетом применяемости) наименований режущего и измерительного инструментов и приспособлений, а стоимость

его для головного образца, отнесенная к себестоимости самой турбины, составляет примерно 20-25% (по данным ЛМЗ).

Таким образом, на всех стадиях производства турбинных лопаток (проектирования и изготовления), а также и в эксплуатации к лопаткам предъявляются самые высокие требования — это позволяет отнести их к категориям самых важных и ответственных элементов турбины.

КОНСТРУКЦИЯ РАБОЧИХ ЛОПАТОК И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

Рабочие лопатки самых разнообразных конструкций имеют следующие общие элементы:

1) нижнюю (внутреннюю), хвостовую часть лопатки, предназначенную для крепления ее в диске или непосредственно на роторе;

2) среднюю, рабочую часть, в которой энергия пара или газа преобразуется в механическую работу, передаваемую через хвостовую часть лопатки ротору;

3) наружную, головную, заканчивающуюся или шпиком для ленточного бандажа, или заострением для уменьшения протечек через радиальный зазор. Иногда вместо шпика каждая лопатка, как, например, для регулирующих колес турбин ЛМЗ, снабжается своим собственным бандажом.

Эти элементы лопатки являются обязательными для всех их разновидностей.

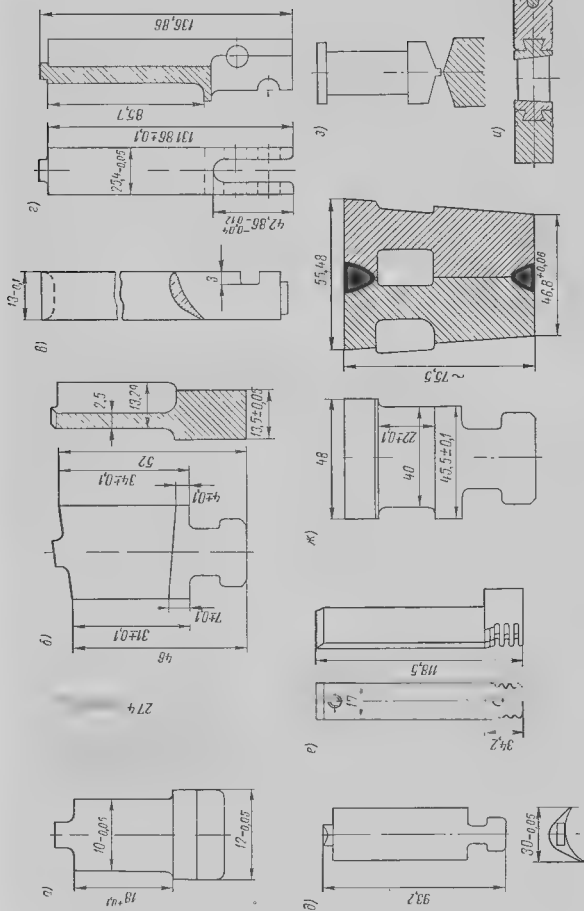
В области высокого давления паровых турбин слабонагруженные лопатки выполняются по всей высоте одинаковой толщины, и канал между лопатками для прохода пара образуется путем вставки между ними специальных промежуточных тел. У всех прочих лопаток межлопаточный канал образуется путем утолщения хвостовой части лопаток. В части среднего и низкого давления турбины для отстройки от резонансных колебаний устанавливается припаиваемая скрепляющая проволока или свободная демпферная. Для борьбы с эрозией во влажном паре лопатки со стороны входа пара ближе к периферийной части упрочняются твердыми сплавами наплавкой или припайкой специальных стеллитовых пластин.

Рабочий профиль лопатки образуется рядом криволинейных поверхностей из сочетания дуг разных радиусов, сопрягаемых с прямыми линиями. По высоте он может быть постоянным или переменным. Шпик лопаток проектируются прямоугольными или цилиндрическими, конструкция их связана с профилем рабочей части лопаток. Профиль хвоста в зависимости от рабочих напряжений в нем выбирается из ряда типоразмеров хвостов, применяемых каждым заводом.

На рис. 5-1, 5-2 и 5-3 показаны в качестве примера рабочие лопатки, выполненные заграничными фирмами и нашими отечественными заводами. На рис. 5-1: *a* — лопатка 2-й ступени турбины 750 кет фирмы «Лаваль»; *b* — 2-й ступени турбины 25 000 кет фирмы «Мпцубис»; *c* — реактивная лопатка 9-й ступени турбины 1500 кет фирмы «Броун—Бовери»; *d* — 20-й ступени турбины 45 000 кет фирмы «Метрополитен—Виккерс»; *e* — 4-й ступени турбины 100 000 кет ЛМЗ, изготовленной из холоднокатаной заготовки; *ж* — лопатка с припаянным промежуточным телом; *з* — сварные пакеты лопаток регулирующих колес турбин ЛМЗ; *и* — лопатки, привариваемые непосредственно к ротору турбины фирмы «Броун—Бовери», *к* — рабочая лопатка радиальной турбины фирмы «Стал».

На рис. 5-2 приведены конструкции рабочих лопаток последних и предпоследних ступеней паровых турбин: *a* — лопатка 13-й ступени с двухопорным Т-образным хвостом к турбине 15 000 кет фирмы «Вумаг»;

Рис. 5-1. Рабочие лопатки турбин разных фирм



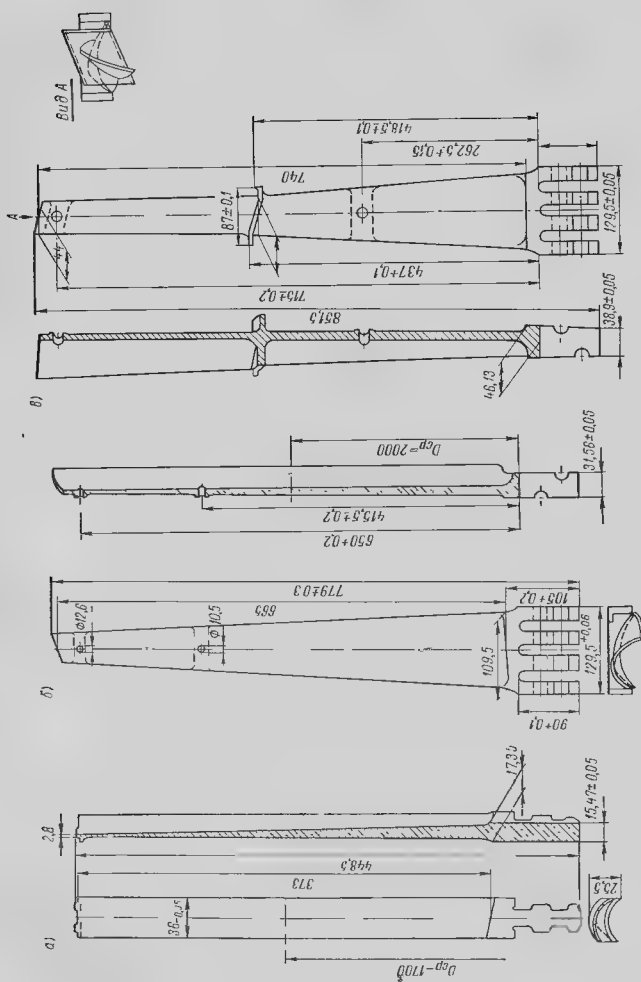
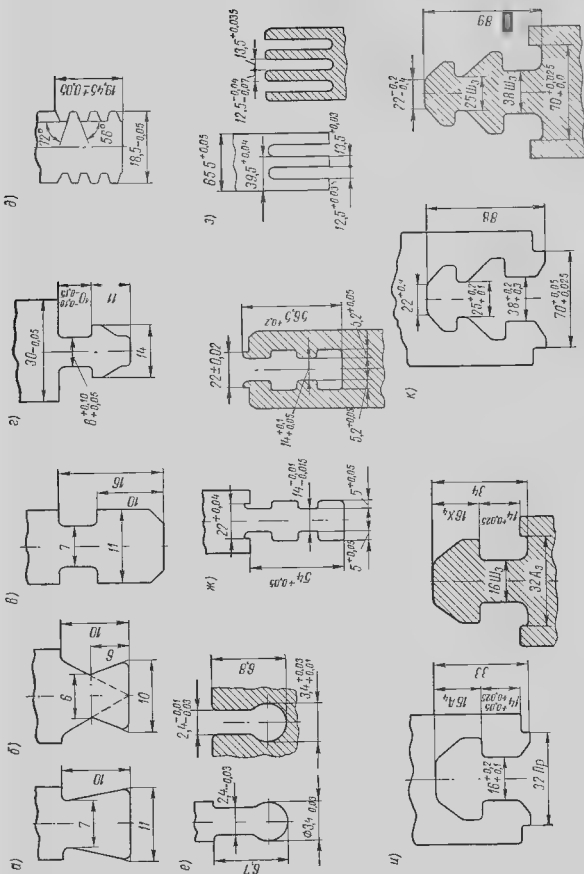


Рис. 5-2. Рабочие лопатки последних ступеней крупных турбин

Рис. 5-3. Конструкция хвостов рабочих лопаток



б — лопатка последней ступени турбины ВК 100-2 ЛМЗ с вильчатым хвостом и двойным рядом скрепляющей проволоки и в — двухъярусная лопатка предпоследней ступени турбины К-200-130 ЛМЗ с промежуточной перемычкой и двойной скрепляющей проволокой.

На рис. 5-3 показаны конструкции хвостовой части разных рабочих лопаток. Профили а, б и г для слабонагруженных лопаток применяются в настоящее время редко; профиль типа в выполняется многими фирмами для первых ступеней паровых турбин; профиль е — только фирмой «Лаваль»; профили д и ж являются многоопорными, позволяющими снижать удельное давление на опорных поверхностях хвоста лопатки и в пазах диска; профиль и грибовидный одноопорный и к — грибовидный двухопорный применяются ХТГЗ. Профиль з вильчатый, выполняется от двух до пяти гребней ЛМЗ для самых нагруженных лопаток, например для последней ступени турбины К-300-240. Такой хвост лопатки не требует каких-либо замковых соединений, так как каждая лопатка набирается порознь, но требует тщательного выполнения путем развертывания отверстий под заклепки, крепящие лопатки на диске.

К рабочему лопаточному аппарату, кроме собственно лопаток, относятся также промежуточные тела, бандажная лента, скрепляющая и демпферная проволоки, замки, заклепки для крепления лопаток, стеллит для защиты лопаток от эрозии и т. п.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЛОПАТОК В ЭКСПЛУАТАЦИИ

Состояние пара в различных ступенях паровой турбины или газа в газовой меняется по ступеням.

На рабочие лопатки паровой турбины в части высокого и среднего давлений действует пар высокой температуры в течение весьма длительного времени; лопатки ступеней высокого давления находятся под воздействием пара с температурой, близкой к температуре свежего пара (до 580°C). Также и в газовой турбине лопатки первых ступеней подвержены действию газа с очень высокой температурой (у газовой турбины ГТ-50 ХТГЗ начальная температура газа 800°C , а в турбине ГТ 25 ЛМЗ — 700°C).

На лопатки последних ступеней части низкого давления паровых турбин воздействует влажный пар с влажностью, доходящей до 10—12%, в последних ступенях газовых турбин температура газа примерно равна $300\text{—}450^{\circ}$ при сравнительно большой длине рабочей части лопатки (у турбины ГТ-25-700 она составляет 500 мм).

При отсутствии должного наблюдения в котельной за качеством поступающего в паровую турбину пара и несоответствия его нормам министерства пар может быть загрязнен разного рода солями — натриевыми, сульфидными, солями кремниевой кислоты и пр. Содержание в паре кислорода, сконденсировавшихся капель воды неодинаково по ступеням. Пар может иметь механические примеси в виде котельного камня, заносимого из котла вследствие неисправностей в эксплуатации котельной установки. Все эти химические и механические примеси в паре в той или иной степени влияют на эрозионный и коррозионный износ лопаток.

Вследствие нарушения нормальной работы котла (перепитки его, неправильного подключения неработающего котла, вскипания при загрязненной воде, образования в паропроводе «мешков», в которых вода может скапливаться при малых нагрузках, а затем увлекаться паром при внезапном увеличении нагрузки и т. п.) может произойти водяной удар, вызывающий мгновенную закупорку проточной части турбины и поломку рабочих лопаток и диафрагм.

Внешним признаком попадания воды в турбину является падение температуры пара и выбрасывание воды из переднего уплотнения цилиндра высокого давления, а при большом забросе воды даже выбрасывание ее из горизонтального фланцевого соединения цилиндра со стороны высокого давления.

Попадание воды в турбину может вызвать повреждение деталей турбин вследствие закупоривания водой на чрезвычайно короткое мгновение проходных сечений в рабочих лопатках. При этом давление перед рабочим колесом возрастает, так как пар движется с большей скоростью, чем вода, одновременно снижается давление за колесом турбины. Таким образом, на рабочее колесо, как и на поршень в паровой машине, будет действовать разность давлений пара, и весь ротор будет подвержен значительному осевому усилию, действие которого прежде всего скажется на упорном подшипнике, который расплавится и, если не будет прекращен доступ пара в турбину, ротор сместится в осевом направлении в сторону генератора, станет касаться рабочими колесами диафрагм, в первую очередь в ступенях с минимальными осевыми зазорами в проточной части.

Весь процесс аварии протекает мгновенно — доли секунды. Обод диска (или дисков) стирается о диафрагмы, и происходит вылет лопаток целыми пакетами.

Закупорка водой проходных сечений может происходить и в рабочих каналах диафрагмы. Это вызывает повышенную разность давлений до диафрагмы и за ней, повышенный прогиб ее и задевание за следующее рабочее колесо. Диафрагма и диск при этом выходят из строя.

Нормально в эксплуатации турбины на рабочие лопатки действуют центробежные силы и силы от давления пара. Центробежные силы вызывают растягивающие напряжения в лопатках и, если центры тяжести различных сечений лопатки не лежат на радиальной линии, изгибающие напряжения. При данном числе оборотов турбины независимо от нагрузки ее напряжения, связанные с действием центробежных сил (растягивающие), являются постоянными и зависят только от массы лопаток и окружной скорости.

Давление пара на лопатки вызывает постоянную по длине лопатки нагрузку; паровые усилия от проходящего пара действуют на лопатку и изгибают ее относительно места ее закрепления на рабочем колесе. Изгибающий момент от парового усилия зависит от секундного расхода, теплового перепада на ступень, окружной скорости, числа лопаток на колесе и к. п. д. лопатки.

Наибольшей величины напряжения от центробежных сил и от паровых изгибов в основном достигают в лопатках последних ступеней, где лопатки имеют наибольшую длину, массу и наибольший средний диаметр.

Рабочие лопатки подвержены и термическим напряжениям в результате разности температур в хвостовой части и на другом конце лопатки, а также напряжениям, возникающим вследствие разности коэффициентов линейного расширения лопаток и диска.

Рассмотренные выше изгибающие напряжения возникают при статическом приложении нагрузки.

В действительности в турбинах могут возникать переменные, периодически действующие возмущающие силы, которые вызывают в рабочих лопатках динамические знакопеременные напряжения, во много раз превосходящие по своей величине статические. Величина этих напряжений зависит от амплитуды возмущающей силы, типа колебаний лопаток и от соотношения между частотами возмущающей силы и собственных колебаний лопаток. Практика эксплуатации паровых турбин показывает, что

вибрационные поломки рабочих лопаток вследствие знакопеременных напряжений составляют около 10–15% от всех аварий с турбинами.

От практического исполнения проточной части турбины в большой степени зависит вибрационная надежность облопачивания.

Причины, вызывающие появление в турбинах периодически действующих возмущающих сил на рабочие лопатки, следующие [6].

1. При проектировании и изготовлении сегментов сопел и диафрагм направляющие неподвижные лопатки имеют определенную минимальную конечную толщину кромок со стороны выхода пара. Дальнейшее уменьшение этой толщины поведет к быстрому износу кромок и выходу из строя направляющих лопаток.

Выходные кромки направляющих лопаток и вызывают нарушение плавности потока пара при выходе его из сопел и создают непостоянство парового усилия на рабочей лопатки в пределах каждого шага направляющих лопаток (рис. 5-4).

2. Паровое усилие, действующее на рабочие лопатки, не является постоянным по окружности также вследствие неравномерности проходных сечений отдельных каналов диафрагм. Практически при изготовлении диафрагмы невозможно добиться полной идентичности всех ее каналов; размеры проходных сечений, шагов лопаток и угла установки их колеблются около чертежных размеров, хотя эти отклонения будут находиться в пределах допусков, указанных на чертеже. Эти отклонения будут вызывать изменения расхода пара в разных каналах и величину давления пара на лопатки и, следовательно, нарушать плавность потока пара при входе на рабочие лопатки.

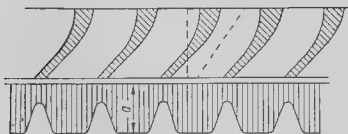
3. При изготовлении диафрагмы очень большое значение имеет правильность выполненных стыковых лопаток по горизонтальному разрезу верхних и нижних половин диафрагмы. Несовпадение двух крайних стыковых лопаток или выпадение куска лопатки со стороны выхода пара (например, при плохой заливке в чугуна) нарушает постоянно потока по окружности и вызывает в этих местах неравномерное паровое давление на рабочие лопатки.

Так как при изготовлении диафрагм, особенно чугунных с залитыми лопатками, очень трудно избежать этого дефекта, то часто в чертежах предусматривается замена прямого разреза, пересекающего крайние лопатки, косым, проходящим по каналу между двумя соседними лопатками (на рис. 5-4 показано пунктиром). Применение такой конструкции разреза диафрагмы повышает вибрационную надежность рабочих лопаток ступени.

4. При парциальном подводе пара рабочая лопатка в течение одного оборота то находится в струе пара и подвергается давлению пара, то, выйдя из струи пара, никакого изгиба от него не испытывает. В практике турбостроения были аварии с рабочими лопатками регулирующих колес турбин средних и крупных мощностей с сопловым регулированием.

Рис. 5-4. Неравномерность усилия струи пара на рабочие лопатки из-за кромок сопел:

а — давление пара на лопатку



5. Подсасывающее действие струи пара, выходящего из диафрагмы, может вызвать понижение давления перед рабочим колесом, вследствие чего колесо с лопатками изгибается в сторону диафрагмы. При этом давление перед диском будет восстанавливаться из-за уменьшения зазора между диафрагмой и колесом по ободу и колесо с лопатками воз-

вернется в свое первоначальное положение. Далее этот процесс будет повторяться.

6. При несовпадении средних диаметров лопаток диафрагмы и рабочего колеса и малых перекрыш по бандажу и ободу пар при выходе из диафрагмы будет ударять в бандаж с одной стороны по диаметру и по ободу диска с другой.

7. Возникновение возмущающих сил в турбине может зависеть не только от неравномерности парового потока, выходящего из диафрагмы, но также и от неравномерности потока в межлопаточных каналах рабочих лопаток. Отклонение в шаге, допущенное при наборке лопаток на колесо, ведет к неравномерности проходных сечений в рабочих лопатках и, следовательно, к неравномерности давления пара на лопатках в разных каналах.

8. Вызывать вынужденные колебания лопаток может вращающийся ротор турбины при его неудовлетворительной динамической балансировке. Вибрация ротора в этом случае создает возмущающие силы с частотой, равной числу его оборотов.

9. Не всегда причины, вызывающие появление возмущающих сил, лежат в самой турбине. В практике турбостроения известны случаи, когда вынужденные колебания передавались на ротор турбины от редуктора вследствие дефектов в нарезке его шестерен.

Влияние возмущающих сил сказывается в том, что совпадение их частот с частотами собственных колебаний рабочих лопаток может повести к резкому увеличению амплитуд колебаний лопаток, перенапряжению их материала и к поломке. Это явление носит название резонанса.

Поломка лопаток, находящихся в резонансе в условиях знакопеременных напряжений, происходит при напряжениях значительно меньших, чем предел прочности и предел текучести материала лопаток. Свойства материала, характеризующие его способность сопротивляться переменным нагрузкам, определяются пределом усталости (выносливости). Величина его для некоторых сталей примерно равна 0,5 значения предела прочности.

Предел усталости заметно снижается при наличии в детали концентрации напряжений, что имеет большое значение для турбинных рабочих лопаток, имеющих весьма сложные переходы в хвостовые части, профильной и в шипах.

Условия эксплуатации могут влиять на безаварийную работу турбинных лопаток. На турбостроительных заводах в технологический процесс вносится операция контрольной проверки частот собственных колебаний пакетов лопаток на колесе и на собранном роторе и ни одна из ступеней турбины не должна попасть в резонанс при рабочих числах оборотов. На электростанции при перегрузке сети и снижении частоты в ней меняется число оборотов турбины, и отдельные ступени при этом могут попасть в резонанс. Поэтому в эксплуатации не допускается снижение частоты ниже 49,5 периодов в секунду, и для стационарных турбин настройка лопаток на турбостроительных заводах производится с учетом этого предела.

ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ РАБОЧИХ ЛОПАТОК И НАБОРКЕ ИХ НА КОЛЕСО

Рабочие лопатки турбин эксплуатируются в очень тяжелых условиях. Они подвергаются химическому и механическому воздействию пара (газа), напряжения в них достигают весьма больших значений. Прочность лопаток зависит не только от статических нагрузок, но и от динамических; аварии с лопатками за последние годы хотя и уменьшились, но число их еще

достаточно велико. Поэтому изготовление лопаток и их наборка на колесо (или ротор) должны производиться чрезвычайно тщательно, с полным соблюдением всех размеров и специальных требований, указанных на чертеже. Отклонения от чертежа могут вызвать дополнительные напряжения, не предусмотренные расчетом. Совершенно не допускаются острые переходы (подрезы) в хвостовой части лопаток, в шипах, в отверстиях под скрепляющую проволоку, риски и царапины на рабочей поверхности лопаток и т. п. Все эти отступления от требований чертежа дополнительно создают большие местные напряжения, обычно приводящие к поломке лопаток.

Для обеспечения хорошей заделки и уменьшения разброса по частотам собственных колебаний лопатки при наборке на колесо должны плотно сидеть в дисках и плотно прилегать друг к другу. При этом при наборке не допускаются излишние натяги, которые могут вызвать дополнительные напряжения в лопатках или в ободе диска.

Плотность наборки лопаток не должна нарушаться при действии центробежных сил и температур пара (газа). Положение лопаток, набранных на диск в радиальном и тангенциальном направлениях, должно соответствовать требованиям чертежа. Замковые лопатки и замки должны быть выполнены и установлены особо тщательно. Бандажные ленты в своих про-резях под шипы лопаток во избежание подрезки галтелей шипов при на-садке ленты на лопатки должны иметь хорошие фаски и т. п.

К готовым лопаткам, а следовательно, к их механической обработке и сборке предъявляются следующие требования:

1) допускаемые отклонения от теоретического профиля, т. е. просвет в шаблоне по внутренней и наружной поверхностям профиля, не более 0,1 мм. Это требование действительно для лопаток любой длины;

2) допускаемые отклонения по входным и выходным кромкам профиля 0,05—0,06 мм;

3) допускаемые отклонения от прямолинейности по образующей наружной и внутренней поверхностей: для более коротких лопаток постоянного сечения 0,1 мм, для закрученных длинных лопаток 0,1 мм между контрольными сечениями по длине 40—50 мм;

4) допускаемые отклонения от шаблона превышения, т. е. профиля рабочей части лопатки по отношению к ее хвостовой части для лопаток любых длин, +0,2 мм;

5) для длинных лопаток переходы от одного сечения к другому должны быть плавными, без изломов, выступов и впадин (по наружной и внутренней поверхностям);

6) радиальный угол хвостовой части лопатки выдерживается по шаблону с допустимым просветом: для более коротких лопаток 0,05 мм, для длинных — 0,03 мм;

7) профиль хвостовой части лопаток (если на чертеже нет специальных указаний) выполняется с допуском по основным размерам по 3-му классу точности;

8) чистота обработки рабочей профильной части лопатки $\nabla 8$ — $\nabla 9$, хвостовой — $\nabla 7$.

9) допускаемые отклонения в тангенциальном направлении при установке лопаток на колесо по верху от радиального положения или положения, предусмотренного чертежом, от $\pm 0,5$ мм для более коротких лопаток до $\pm 2,0$ мм для самых длинных (ХТГЗ разрешает отклонения только в сторону спинки лопатки);

10) допускаемые отклонения по верху лопатки в аксиальном направлении при установке ее на колесо от $\pm 0,2$ мм для коротких лопаток до $\pm 1,5$ мм для самых длинных;

11) облопаченные диски турбин согласно инструкциям подвергаются контрольным вибрационным испытаниям на плите, а также на роторе после его сборки. Значения частот собственных колебаний пакетов лопаток и разброс их должны находиться в пределах, устанавливаемых конструкторским бюро завода.

Указанные выше требования приведены в основном по данным ЛМЗ, но для стационарных турбин других турбостроительных заводов эти допускаемые отклонения остаются примерно такими же.

Производственное выполнение этих основных требований при механической обработке лопаток и их наборке на колесо обеспечивает надежную и экономичную работу лопаточного аппарата в эксплуатации.

ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К МАТЕРИАЛАМ ДЛЯ РАБОЧИХ ЛОПАТОК ТУРБИН

Материалы, применяемые для рабочих лопаток, должны выбираться с учетом условий работы их в турбине и удовлетворять следующим конструктивным требованиям: высокой прочности и пластичности, высокому пределу усталости, хорошему сопротивлению ползучести, высокому декременту затухания, коррозионной стойкости, хорошему сопротивлению, эрозионному износу, высокой сопротивляемости окислению и окалинообразованию при высоких температурах в газовых турбинах, хорошо переносить местные напряжения и т. п.

В газотурбинных установках сжигание загрязненных ванадием мазутов сопровождается образованием золы, которая, попадая в турбину, прилипает к нагретым лопаткам. Это вызывает окисление лопаток и развитие межкристаллитной коррозии.

Материалы для турбинных лопаток, удовлетворяя конструкционным требованиям, должны обладать и хорошими технологическими свойствами как при изготовлении заготовок, так и при последующей механической обработке их. При низком коэффициенте использования металла в лопаточном производстве большое внимание уделяется выбору вида заготовки, по размерам и форме приближающейся к размерам и форме готовой лопатки. Поэтому от материалов для лопаток требуются свойства: хорошо коваться и штамповаться, в некоторых случаях хорошо отливаться (когда заготовка получается по методу выплавливаемых моделей), расклепываться без появления трещин (для бандажных шипов), хорошо свариваться и, конечно, хорошо обрабатываться резанием. На стр. 30 приводился пример, когда заготовки в виде брусков из стали аустенитного класса ЭИ123 разрезались на отдельные куски только анодно-механическим способом. Такая сталь не является технологичной.

Конструкционные и технологические требования, предъявляемые к материалу турбинных лопаток, настолько разносторонние и серьезные, что в качестве лопаточного материала применяют только легированные стали, а для лопаток, работающих в области высоких температур, и особенно для газовых турбин — высокопрочные дорогие жаропрочные стали аустенитного класса.

Среди требований к материалу для лопаток, работающих в условиях вибрации, важным является требование о высоком декременте затухания.

При колебании турбинной лопатки очень важно, чтобы созданные возмущающей силой вынужденные колебания с большой амплитудой могли бы значительно уменьшиться к моменту следующего воздействия этой силы. Такое затухание колебаний происходит под действием сил

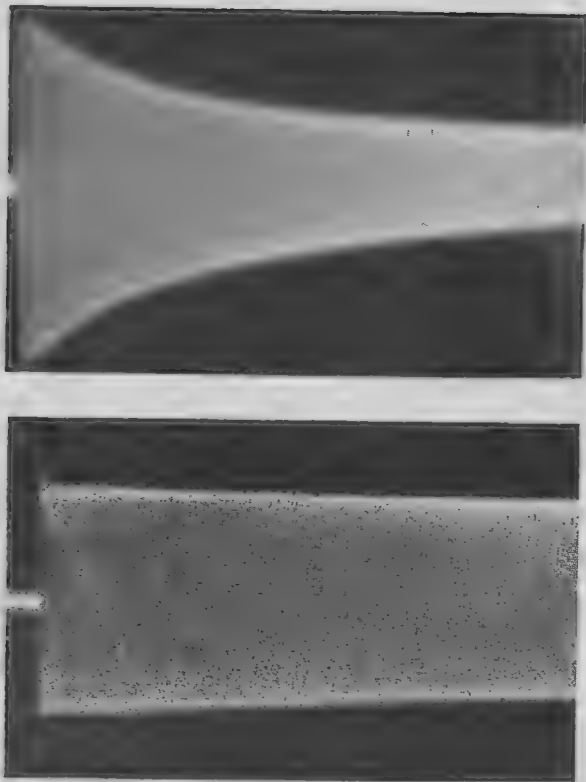


Рис. 5-5. Декремент затухания лопатки из нержавеющей стали и лопатки из аустенитной стали

внутреннего трения. При быстром затухании мы имеем высокий декремент затухания. При малом декременте затухания колебания лопатки, не успев достигнуть минимума амплитуды, снова попадают под действие возмущающей силы, амплитуда колебаний растет и напряжения (знакопеременные) резко увеличиваются. Напряжения в лопатках, возникающие при колебаниях, обратно пропорциональны декременту затухания.

На рис. 5-5 приведены: сверху декремент затуханий для нержавеющей стали 1Х13 (высокий) и снизу - аустенитной стали ЭИ612 (низкий).

В части среднего и низкого давлений турбины при температурах до $450-475^{\circ}\text{C}$ широко применяются для рабочих лопаток хромистые нержавеющие стали марок 1X13 и 2X13 с содержанием хрома 12–14%. При небольших напряжениях эти марки сталей могут применяться и для температур до 500°C [7].

Выплавляется нержавеющая сталь для лопаток в электропечах. Температура плавления $1510-1530^{\circ}\text{C}$. Температураковки $1150-900^{\circ}\text{C}$, термообработка — закалка с отпуском. Нержавеющие стали марок 1X13 и 2X13 обладают высокими прочностными и пластичными свойствами, при температуре $470-530^{\circ}\text{C}$ нечувствительны к концентрациям напряжений. Заметное снижение прочности начинается примерно с 500°C .

После закалки и отпуска эти стали обладают хорошей коррозионной стойкостью на воздухе, в пресной воде и во влажном паре. Эти свойства нержавеющих сталей обуславливаются влиянием хрома, который хорошо противодействует атмосферной коррозии, а также действию ряда химических веществ, благодаря образованию на поверхности стали устойчивой защитной пленки окиси металла. Эта устойчивая пленка предохраняет металл от дальнейшего окисления. Коррозионная стойкость нержавеющих сталей зависит от термической обработки. Наивысшую стойкость эти стали приобретают после закалки при высоких температурах и отпуске.

Для температур металла до 550°C применяется нержавеющая жаропрочная сталь марки 15X11МФ, разработанная ЛМЗ, с содержанием хрома 10,0–11,5%. Термическая обработка — нормализация с отпуском — позволяет получить для этой марки стали в зависимости от температуры отпуска предел текучести $50-75\text{ кг/мм}^2$. Как стали 1X13 и 2X13, так и 15X11МФ обладают высоким декрементом затухания, что является важным свойством при применении этих сталей для изготовления рабочих лопаток.

Для температур до 580°C ЦКТИ рекомендует применять также нержавеющую жаропрочную сталь марки 15X12ВМФ (ЭИ802). В зависимости от режима термической обработки — закалка в масле с последующим отпуском — предел текучести может быть доведен до $60-75\text{ кг/мм}^2$. Высокая пластичность этой стали обеспечивает нечувствительность к концентрации напряжений.

Высокие механические и пластические свойства этих сталей позволяют применять их для сильнонагруженных лопаток. В выполненных отечественных турбинах для лопаток из стали 1X13 допущены суммарные напряжения до 2890 кг/см^2 с запасом прочности от предела текучести в 1,56, для стали 2X13 — до 3280 кг/см^2 с запасом прочности 1,52 и для марок сталей 15X11МФ и ЭИ802 — до 4300 кг/см^2 (для рабочих лопаток последних ступеней мощных турбин К-300 240 с запасом прочности около 1,62).

Основным недостатком нержавеющих сталей является их низкая сопротивляемость эрозии в условиях работы в среде влажного пара. При эксплуатации паровых турбин часто наблюдается сильный эрозионный износ рабочих лопаток последних ступеней паровых турбин, работающих во влажном паре. Для защиты входных кромок лопаток от эрозионного разъедания турбостроительные заводы производят упрочнение этой кромки на некоторой длине лопатки от ее периферии путем напайки твердого сплава — стеллитовых пластин ($\text{Co} \approx 60\%$) или наплавки твердого сплава Т15К6 электроискровым или другим способом и т. д.

Кроме мероприятий по защите кромок лопаток, хорошая организация влагоудаления (как конструктивная мера) помогает уменьшить

вредное воздействие влаги на лопатки. При значительных окружных скоростях последних лопаток мощных турбин (около 450 м/сек) необходимо одновременно применять упрочнение лопаток и влагоудаление.

Приведенные марки нержавеющей стали обладают хорошими технологическими свойствами. Они хорошо обрабатываются в горячем состоянии (куются, штампуются, прокатываются), удовлетворительно свариваются, хорошо обрабатываются резанием, расклепываются (в шипах) без появления трещин и т. п.

В современных мощных паровых турбинах в Советском Союзе применяются начальные параметры пара: 90 атм — 535°С, 130 атм — 565°С, 240 атм — 580°С и 300 атм — 650°С, а в газовых турбинах температура газа доходит до 800°С. Для первых ступеней турбин, находящихся в наиболее тяжелых условиях работы из-за высоких температур, для применения рекомендуются следующие марки стали: 15Х11МФ, ЗИ802, 18Х11МФБ, ЗИ726, ЗИ612, ЗИ612К, ЗИ893 и др. [7].

Стали 15Х11МФ и 15Х12ВМФ кроме ступеней низкого давления широко применяются и в первых ступенях паровых турбин, и в последних ступенях газовых турбин (большие напряжения и повышенные температуры).

Марки стали ЗИ726, ЗИ612, ЗИ612К относятся к сталям аустенитного класса и применяются в основном для лопаток газовых турбин. Наибольшее применение из них находят стали ЗИ612 и ЗИ612К; первая пригодна при температуре до 650° для длительной, в течение 100 000 ч работы, а вторая (ЗИ612К) — до 700°С. Эти стали обладают большой длительной пластичностью и нечувствительностью к концентрациям напряжений, высокими значениями предела длительной прочности и предела ползучести. Недостатком сталей аустенитного класса в лопаточном производстве является плохая их обрабатываемость резанием и высокая стоимость заготовок.

Одним из факторов, лимитирующих предельную мощность паровых турбин, является рабочая длина лопатки последней ступени. Увеличение этой длины невозможно из-за относительно невысоких допустимых напряжений в материалах, применяемых в настоящее время для этих лопаток. В турбинах К-300-240 запасы прочности по пределу текучести для марок стали 15Х11МФ и ЗИ802 составляют около 1,62, т. е. следовательно, дальнейшее повышение рабочих напряжений нецелесообразно. Необходимо найти такие материалы для рабочих лопаток, которые обладали бы значительно более высокими прочностными свойствами или для уменьшения напряжений (т. е. центробежных сил) имели бы меньший удельный вес. Таким материалом явился сплав титана с алюминием. Химический состав этого сплава: Ti — основа, Al — (3,5–4,5)%. Удельный вес его — 4,41 г/см³, т. е. меньше, чем удельный вес сталей 15Х11МФ и ЗИ802, почти в 1,8 раза, но при этом не уступает им по прочности. Механические свойства титанового сплава TiAl по результатам испытания: предел текучести 71–75 кг/мм², предел прочности 78–86 кг/мм², удлинение $\delta_5 = (12 \pm 14)\%$, сужение по речного сечения — 35%, ударная вязкость 5,6 кгм/см² (по данным ЛМЗ).

В 1959 г. на одной из электростанций ЛМЗ установил два пакета лопаток из сплава TiAl. За истекшие четыре года эксплуатация этих лопаток не выявила каких-либо недостатков.

Лабораторные испытания, проведенные над сплавом TiAl, показали, что предел усталости его несколько не уступает пределу усталости стали 2Х13 в термически обработанном состоянии, а чувствительность к надрезу (что очень важно для турбинных лопаток) не ниже, чем у нержавеющей сталей.

Коррозионная стойкость титанового сплава очень велика, она приближается к свойствам благородных металлов. Сопротивление эрозии у

него выше, чем у нержавеющей стали, но ниже, чем у стеллита, а потому защита лопаток от эрозионного действия влаги все-таки необходима. Деление затухания этих сплавов ниже, чем у нержавеющей стали. Механическая обработка их так же, как и изготовление заготовок, очень сложна.

Для ленточных бандажей в зависимости от рабочих температур и допущенных напряжений выбираются следующие материалы: сталь 1Х13 по ГОСТу 5949—51; сталь марки 2 (ст. 1391 К); сталь 15Х12ВМФ и 15Х11МФ (ЧМТУ 5483—56).

При конструкции бандажа с уплотнительными усиками заготовка поставляется в виде горячекатаной ленты толщиной 4—10 мм, механически обработанной с чистотой $\nabla 6$.

Для скрепляющей и демпферной проволоки применяется сталь марки 1Х13 по ГОСТу 5632—54 (ст. 1392 К); для первых ступеней газовых турбин — ЭИ612; для последних — 15Х11МФ. Во избежание концентраций напряжений на поверхности проволоки не допускаются риски, царапины и прочие дефекты.

Промежуточные тела (вставки между лопатками в части высокого давления паровых турбин), работающие с малыми нагрузками, изготавливаются из углеродистых сталей марок 15 и 35.

Рабочие лопатки с вильчатым хвостом крепятся на колесе при помощи заклепок. Материал для них подбирается в зависимости от допущенных в них рабочих напряжений. Для заклепок лопаток менее нагруженных применяется нержавеющая сталь типа 1Х13, но с пониженным содержанием углерода (марка Н1М), допускающая хорошую расклепку или развальцовку их на колесе без появления трещин или надрывов.

Для заклепок сильнонагруженных лопаток паровых турбин большой мощности применяется сталь марки ЭИ10 (25Х2МФА) [7]. Опыт ЛМЗ показывает, что ошибочное применение вместо этой стали нержавеющей ведет к смятию заклепок и вылету лопаток. Поэтому завод для гарантийной надежности после установки заклепок из материала ЭИ10 на колесо проверяет их спектральным анализом на содержание молибдена.

Для заклепок, крепящих замковые лопатки с Т-образным хвостом, в паровых турбинах применяется сталь ЭИ10, а в первых ступенях, где температура наиболее высокая, — сталь ЭИ612. Для крепления лопаток газовых турбин с торцевой посадкой применяются стопорные пластины из аустенитной стали ЭИ405 в первых колесах с более высокой температурой газа и из стали 1Х13 в последних ступенях.

В последнее время ЛМЗ для более плотной наборки лопаток с Т-образным хвостом применил подкладные пружинящие пластины из стали 65Г, которые устанавливаются в пазу диска под лопатками.

Применяемые заводами стеллитовые пластины для защиты лопаток от эрозионного действия влаги имеют следующий химический состав: $C = 50\div 60\%$, $Cr =$ около 30% и твердость $HRC\ 42\div 48$.

Выше для элементов лопаточного аппарата приведены наиболее употребительные марки материалов, что не исключает применения и других марок сталей.

ВИДЫ ЗАГОТОВОК ДЛЯ РАБОЧИХ ЛОПАТОК

Производство рабочих лопаток состоит из двух непосредственно не связанных друг с другом технологических процессов — изготовление заготовок лопаток и механической обработки их.

Наиболее прогрессивным методом производства лопаток является такой, который в конечном итоге приводит к самой низкой себестоимости готовых лопаток. Часто считается, что для турбостроительных заводов наиболее выгодным является только процесс отделки лопаток, т. е.

полировка. Это действительно только в том случае, если производство самих заготовок для этих лопаток явится так же наименее трудоемким, дающим наименьшую себестоимость заготовок.

Инженер С. Б. Нев [8] в табл. 5-1 приводит трудоемкость и стоимость изготовления лопаток в зависимости от вида исходного материала: сортовой заготовки, горячего и холодного проката из нержавеющей стали. Для тяжелых профилей Нев приходит к выводу, что наиболее выгодным является применение горячего проката, хотя он, в отличие от холодного, и требует последующей механической обработки. Стоимость оснастки для холодного проката профиля 3235 в два раза больше, чем для горячего.

Прогрессивные виды заготовок в лопаточном производстве вследствие большого количества типоразмеров лопаток и малого количества их в пределах каждого типа, разбросанности изготовления заготовок и обработки их на разных заводах не позволяют заводам применять специальное оборудование по точной штамповке, вальцовке, холодному прокату и другое совершенное оборудование по обработке давлением с хорошими технико-экономическими показателями. Это основная причина задержки освоения заготовок, по своей форме приближающихся к форме готовых лопаток.

В настоящее время на наших турбостроительных заводах для стационарных турбин в качестве заготовок для рабочих лопаток применяются:

1) сортовой прокат прямоугольного сечения с коэффициентом использования металла $k = 0,1 \div 0,25$;

2) горячая штамповка с припуском по 2—3 мм на сторону с $k = 0,3 \div 0,5$;

3) горячий прокат с припуском по 1—1,5 мм с $k = 0,45 \div 0,60$;

4) холодный профильный прокат с $k = 0,7 \div 0,8$ (механической обработке рабочая часть не подвергается);

5) литье по выплавляемым моделям с $k = 0,8 \div 0,9$.

Тот или другой вид заготовки выбирается в зависимости от конструкции и материала лопатки, прочностных требований, предъявляемых к ней, и величины (по количеству) партии, подлежащей изготовлению.

Опыт серийного производства лопаток для газотурбинных двигателей показал, что припуск на механическую обработку рабочих лопаток может быть рекомендован в пределах, указанных в табл. 5-2 [9].

Турбостроительные заводы получают сортовой прокат прямоугольного сечения от специализированных металлургических заводов. Горячую штамповку коротких лопаток они производят сами при наличии в кузницах штамповочных молотов, а заказы на штамповку крупных лопаток передают металлургическим заводам. Также на стороне заказываются профильные заготовки горячего и холодного проката.

Таблица 5-1. Трудоемкость профилирования заготовки тяжелых профилей в зависимости от исходного материала

Профиль	Вес 1 м в кг	Сортовая заготовка		Горячий прокат						Холодный прокат	
		Фрезерование		Прокатка		Фрезерование		Итого		Прокатка	
		часы	коп.	часы	коп.	часы	коп.	часы	коп.	часы	коп.
3235	12,5	3,5	94,9	0,6	18,3	2,3	59,0	2,9	77,3	3,2	81,4
2173	9,5	4,3	114,8	0,8	21,0	2,4	60,4	3,2	81,4	3,5	90,7

Т а б л и ц а 5-2. Припуск на механическую обработку для рабочих лопаток газотурбинных двигателей

Длина рабочей части лопатки в мм	Припуск на сторону в мм	
	по рабочей части	по хвосту
До 50	0,8 1,0	1,5
От 50 до 100	1,0 1,5	1,5
От 100 до 200	1,5 2,0	2,0

Литье по выплавляемым моделям не требует сложного дорогого оборудования и многие турбостроительные заводы организовали у себя участки такого литья. Например, ЛМЗ часть лопаток для компрессоров к газотурбинным установкам ГТ 25 700 и ГТН-9-750 отливал сам.

Заготовки из холоднокатаного профиля применимы в стационарных паровых турбинах только для слабонагруженных лопаток первых ступеней высокого давления, изготавливаемых с отдельными промежуточными телами. Таким образом, применение одного из наиболее прогрессивных видов заготовок для рабочих лопаток ограничивается небольшим количеством ступеней и не даст значительного эффекта. Использование холоднокатаных заготовок окажется весьма выгодным для направляющих лопаток сварных диафрагм, но для этого необходимо палатить производство профилей больших размеров по ширине.

Изготавливаемый на Ленинградском Кировском заводе холоднокатаный профиль получается в два приема на двухвалковых прокатных станах. Сначала за три-четыре пропуска (в зависимости от размеров профиля) производится горячая прокатка с травлением после каждого прохода для удаления окалины и отпуском по окончании горячей прокатки. Припуск остается около 1,5 мм до окончательного профиля, а затем выполняется холодная прокатка в два-три пропуска с промежуточным отпуском и травлением.

Изготовление рабочих лопаток методом выплавляемых моделей ограничивается величиной напряжений в них и трудностью контроля их качества, в том числе и механических свойств. Надо ожидать, что в дальнейшем этот метод получит широкое распространение. Одним из преимуществ его является возможность получения пустотелых рабочих лопаток, что важно для газовых турбин. В одной из первых газовых турбин НЗЛ типа ГТ-700 применены пустотелые рабочие лопатки, изготовленные методом выплавляемых моделей из хромоникельмолибденовольфрамовой стали. В целом по всем заводам коэффициент использования металла находится в пределах 18-25%, т. е. отход в стружку составляет около 75% металла от нормы расхода.

Наши проектно-технологические институты и заводы предусматривают более прогрессивные методы изготовления заготовок для турбинных лопаток, которые позволяют поднять коэффициент использования металла.

Проектируются следующие технологические схемы изготовления таких заготовок [10].

1. За исходный материал берется круглый прут, который шлифуется на бесцентровочношлифовальном станке для удаления пороков с поверхности, разрезается на мерные заготовки, нагревается; предварительный профиль получается путем выдавливания на специальном прессе.

Затем заготовка травится для очистки ее поверхности, нагревается и производится вальцовка профиля на ковочных вальцах с припуском по профилю рабочей части 0,3 мм, хвостовой — 2,0 мм. Далее заготовка подвергается термообработке, правке в штампах и травлению для очистки.

Этот метод применим для рабочих лопаток постоянного сечения за одно целое с промежуточным телом.

2. Круглый пруток шлифуется для удаления поверхностных пороков, разрезается на отдельные мерные заготовки, хвостовая часть высаживается на горизонтальной посадной машине, нагревается, предварительно штампуются на кривошипно-штамповочном прессе усилием 2500 Т, обрезаются облой, травится, снова нагревается, окончательно штампуются на кривошипно-штамповочном прессе, обрезается облой, травится, нагревается, калибруется (чеканится) на кривошипном прессе усилием 4000 Т, обрезаются облой, термообрабатывается, правится и травится для очистки.

Этот метод точной штамповки применим для лопаток длиной до 250 мм. Дальнейшее увеличение длины заготовки ограничивается мощностью калибровочного пресса. Заготовки, изготовленные по этому способу, имеют припуск по внутренней поверхности 0,1—0,15 мм, по наружной 0,3—0,4 мм и требуют только шлифования и полирования поверхности.

3. Для длинных лопаток заготовка предварительно куется на ковочных вальцах и штампуются на кривошипно-ковочном штамповочном прессе усилием 10 000 Т с припуском по 4—5 мм на сторону.

4. Изготовление методом выплавливаемых моделей с дальнейшим его усовершенствованием.

Применение этих методов получения заготовок для турбинных лопаток позволит снизить себестоимость изготовления лопаток примерно на 40—50% и поднять в среднем коэффициент использования металла до 45% и выше.

Процесс горячего выдавливания профильных заготовок экспериментально проверен Центральным научно-исследовательским институтом технологии и машиностроения (ЦНИИТмаш); сущность его заключается в следующем. Мерная круглая заготовка, нагретая в печи с защитной атмосферой до температуры деформирования, закладывается в верхнюю часть матрицы (рис. 5-6, а) и выдавливается на гидравлическом прессе пуансоном за один проход по направлению стрелки. Матрица состоит из двух частей: верхняя имеет прямоугольное сечение, а нижняя выполнена по профилю заготовки. Материал заготовки сначала заполняет верхнюю часть матрицы, а затем нижнюю, где и получает предварительный профиль. Процесс выдавливания является более экономичным, чем штамповка, но сопровождается быстрым износом матриц вследствие большого удельного давления 5—8 Т/см², при скорости пуансона около 40 мм/сек. Предполагается при этом получать профильную заготовку с точностью в пределах 5-го класса и чистотой поверхности 6—7-го классов. Изготовленная таким путем холоднокатаная заготовка, по подсчету ЦНИИТмаша, дает снижение стоимости примерно на 40%, при этом холоднокатаная заготовка тяжелых профилей может оказаться выгоднее получаемой из горячего проката.

Упомянутая выше вальцовка на ковочных вальцах производится следующим образом. На два барабана вальцов на каждый крепятся сменные сегменты с проточенными или фрезерованными на них несколькими ручьями, в сечении представляющими профиль лопатки (рис. 5-6, б). Заготовка после выдавливания вставляется между барабанами до упора так, чтобы при вращении их она попала в первый ручей. Нажатием пе-

дали пускается в ход электродвигатель, барабаны начинают вращаться по направлению стрелок; рабочий щипцами поддерживает заготовку за утолщенную (хвостовую) часть. Заготовка обжимается в ручье до некоего промежуточного профиля, выходит из валцов, и сегменты возвращаются в исходное положение. Валцы останавливаются, заготовка снова вставляется между барабанами против второго ручья и процесс повторяется. Так в несколько пропусков происходитковка лопатки путем валцевания, при этом после последнего прохода остается припуск до окончательных размеров около 0,3 мм. Этот метод также экспериментально проверен ЦНИИТмашем на партии лопаток и дал хорошие результаты.

Технология получения лопаток методом выплавляемых моделей заключается в следующем. Подбирается модельный состав, состоящий, например, из 50% парафина и 50% стеарина или из 83% стеарина и 17% этилцеллюлозы и т. п. Изготавливается разборная пресс-форма, собирается и заполняется принятым модельным составом. Размеры пресс-формы учитывают припуск на усадку как самого модельного состава, так и отливаемой детали. Для лопаток с целью получения необходимой точности пресс-форма изготавливается в инструментальном цехе. После затвердевания модельного состава пресс-форма разбирается и из нее извлекается модель лопатки. К ней прикрепляются (приклеиваются) литниковая и прибыльная системы. Затем в ванне готовится керамическая краска, состоящая из гидролизованного этилсиликата и кварцевой муки, и путем неоднократного окунания с просушкой модель покрывается керамической оболочкой.

Далее модель заформовывается в опоку (например, в кусок трубы с засыпанным сухим прокаленным песком). Для выплавления модельного состава опоку ставят в электрический шкаф и при температуре около 200° С производят вытапливание. Так как керамическая оболочка не является прочной и при заливке ее можно повредить, то ее прокаливают. Для этого опоку помещают в электрическую камерную печь и при температуре 900° С происходит прокаливание оболочки, благодаря чему она становится очень прочной. После этого форма готова к заливке. Жидкий металл получается здесь же на участке в индукционных печах. Заливка производится при температуре металла около 1600° С. После охлаждения отливку лопатки вынимают из опоки, пескоструят для очистки от приставшего песка и производят термическую обработку. Качество поверхности такого литья соответствует 5-му классу чистоты. Припуск на шлифовку по профилю рабочей части лопатки составляет 0,2—0,3 мм на сторону.

Стоимость литой заготовки лопатки по сравнению со штамповкой снизилась почти в два раза.

ЛМЗ применил этот метод изготовления заготовок для рабочих лопаток некоторых ступеней компрессоров газотурбинных установок ГТ-25-700 и ГТН-9-750. Для неподвижных деталей завод применяет метод

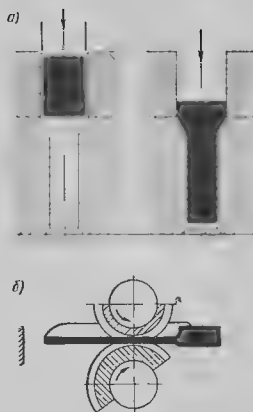


Рис. 5-6. Схема выдавливания лопаток (а) и валцовки на ковочных валцах (б)

выплавляемых моделей при изготовлении таких сложных по форме изделий, как, например, сегментов сопел для многих типов турбин из стали 15X11МФ. Вес заготовок при этом снизился на одну турбину с 710 до 172 кг, т. е. в четыре раза, трудоемкость изготовления с 1730 до 840 нормо-ч, а стоимость в два раза.

КОНТРОЛЬ И ПРИЕМКА ЗАГОТОВОК ДЛЯ РАБОЧИХ ЛОПАТОК

Проверка химического состава и механических свойств заготовок для лопаток производится на заводе-поставщике заготовок. Заказчику (турбостроительному заводу) предоставляется право контрольной проверки поставленных заготовок в объеме требований, предусмотренных техническими условиями. В случае неудовлетворительных результатов испытания материала заготовки бракуются.

Заготовки лопаток в любом виде (полосы, поковки, штамповки и т. п.) не должны иметь поверхностных дефектов: остатков усадочной рыхлости, раковин, трещин и пр. Эти поверхностные дефекты допускаются при условии, что глубина залегания их не превышает половины припуска на механическую обработку. Излом образцов должен быть однородным и мелкозернистым.

Индивидуальный контроль каждой заготовки осуществлять не представляется возможным, так как для этого потребуется очень много материала. Поэтому в лопаточном производстве применяется выборочная проверка материала, по которой уже судят о качестве всей партии заготовок. При этом партии составляется из заготовок одной плавки (т. е. одного химического состава) и одного режима термической обработки (что при одном химическом составе гарантирует одинаковость механических свойств). Для поковок и штамповок в партию должны входить заготовки, изготавливаемые по одному чертежу.

Для установления качества материала заготовок проверяются химический состав, твердость, механические свойства, внешний вид и размеры их. Для кованых и штампованных заготовок ОТК завода-поставщика контролирует, кроме того, соблюдение технологического процесса изготовления заготовок.

Каждая поковка или штамповка из сталей марок 1X13 и 2X13 подвергается капельной пробе 10 процентным водным раствором азотной кислоты на содержание хрома, кроме того, 10% заготовок из стали 15X11МФ подвергается спектральному анализу на содержание молибдена, а из стали 15X12ВМФ — на вольфрам.

Отсутствие поверхностных пороков устанавливается наружным осмотром. Размер заготовки проверяется универсальным инструментом, профильная часть поковок и штамповок — специальными шаблонами.

Каждая полоса, поковка или штамповка проверяется на твердость с двух сторон заготовки при длине ее свыше 400 мм и по хвостовой части при длине меньше 400 мм. Разница отпечатков на твердость не должна превышать 0,2 мм.

Для проверки механических свойств от каждой партии заготовок отбирается 2% заготовок, но не менее двух штук, с крайними пределами твердости. Из каждой отобранной заготовки с каждого конца вырезаются один разрывной и два ударных образца. Испытание производится на круглых образцах диаметром 10 мм и расчетной длиной 50 мм. Испытание на ударную вязкость проводится на образцах сечением 10×10 мм и радиусом надреза 1 мм. Сдаточными характеристиками являются предел текучести, поперечное сужение и ударная вязкость (σ_T , ϕ и a_k).

В случае несоответствия результатов испытания нормам технических условий проводится переиспытание на удвоенном количестве образцов того вида испытания, которое дало неудовлетворительные результаты. При неудовлетворительных результатах переиспытания хотя бы по одному образцу вся партия бракуется или производится повторная термическая обработка и в этом случае партия принимается как новая. Если имеются сомнения в части наличия волосовин (невидимых трещин), производится ступенчатая проба заготовки с послойным снятием материала, шлифованием и травлением поверхности. Такой выборочный метод контроля позволяет судить о качестве всей партии заготовок; он вполне оправдал себя на практике.

Таким же методом контроля и приемки подвергаются и бандажные ленты, скрепляющая проволока, заклепочный материал и пр.

СТОИМОСТЬ ЗАГОТОВОК ДЛЯ ТУРБИННЫХ ЛОПАТОК

Стоимость заготовок для лопаток зависит от многих факторов: марки стали, методов получения заготовок, размеров заготовки, количества в партии и т. п.

Стоимость сортового проката стали марки 2Х13 диаметром 40 80 мм под последующую штамповку составляет в среднем около 220 руб/м, полосы под механическую обработку прямоугольного сечения около 240 руб/м. Стоимость заготовок из стали 15Х11МФ диаметром 60 80 мм под штамповку 440 руб/м, а из стали 15Х12ВМФ квадратного сечения размером 75 мм также под штамповку — 620 руб/м (значения стоимости за 1 м приведены средние, так как они зависят от размеров сечения).

Стоимость сталей аустенитного класса значительно выше. Сталь марки ЭИ123 стоит около 800 руб/м, ЭИ612 — 2580 руб/м, сплава ЭИ893 — 8110 руб/м. Приведенные цены относятся к заготовкам прямоугольного и круглого сечения.

Профильные заготовки из стали 1Х13 холоднокатаные стоят 1500 руб/м, заготовки горячей штамповки из стали 2Х13 — 600 — 800 руб/м, а из стали 15Х11МФ — 1400 руб/м, штамповки из титанового сплава около 5000 руб/м.

Высокая стоимость холодного проката и горячей штамповки по сравнению со стоимостью исходного материала в виде полос объясняется довольно значительной стоимостью их металлургического производства. Стоимость титановых заготовок по мере освоения их и все большего распространения этого сплава в промышленности все время будет снижаться. Припой марки Пср45 стоит 15 руб/кг, стеллитовые пластины — около 62 руб/кг (при изготовлении их на ЛМЗ методом точного литья).

МЕХАНИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РАБОЧИХ ЛОПАТОК

К механической обработке рабочих лопаток, как выше было сказано, предъявляются очень высокие требования как по точности, так и по чистоте обработки.

Конфигурация лопаток очень сложная — профиль рабочей части образуется дугами с прямыми линиями. Эти сопряжения меняются по длине лопатки, переходя от рабочей части к хвостовой, следовательно лопатки также имеют сложные контуры.

Технологический процесс механической обработки лопаток должен учитывать все эти конструктивные особенности. Еще в момент

проектирования лопаток конструктор увязывает с технологиями возможность их изготовления. Построение технологического процесса зависит от формы заготовки, и технолог должен, кроме рабочего чертежа, иметь чертеж заготовки (в том случае, если она отовл ся методомковки, штамповки, горячего проката или литья).

Ввиду того что в любой конструкции рабочих лопаток различают три основных элемента, хвостовую часть, профильную рабочую и наружную часть, в технологическом процессе обработки лопатки можно всегда отметить следующие основные стадии изготовления:

- 1) заготовительную;
- 2) подготовку основных баз;
- 3) обработку хвостовой части;
- 4) обработку профильной рабочей части;
- 5) обработку наружного конца лопатки;
- 6) отделку лопатки;
- 7) контроль и приемку готовой лопатки.

Последовательность выполнения отдельных стадий изготовления лопаток производится примерно в этом же порядке, хотя при елочном хвосте лопатки фрезерование его иногда производится после обработки рабочей части.

Заготовительные операции заключаются в разрезке заготовки на отдельные куски (если заготовка поступает в виде полосового проката или холоднокатаного профиля), в отрезке образцов от партии заготовок для испытания их, в производстве всех необходимых контрольных испытаний материала заготовок для проверки соответствия материала их техническим условиям. Разрезка производится дисковыми пилами, ножовкой, рубкой на прессе (в зависимости от сечения), анодно механическим способом (для труднообрабатываемых сталей аустенитного класса). Иногда после разрезки требуется правка заготовки в случае ее кривизны.

Подготовка основных базовых поверхностей в лопаточном производстве имеет весьма важное значение.

Количество лопаток, приходящееся на одну ступень, довольно значительное (от 90 до 200 и более), производственное количество лопаток принимается на 6—10 % больше чертежного; все лопатки должны быть идентичны между собой (в пределах допуска); точность их изготовления и установки на колесо очень высокая. Все эти требования могут быть выполнены при условии, что все лопатки данной ступени будут обработаны относительно одних и тех же базовых поверхностей, что все приспособления будут спроектированы и изготовлены для выполнения всех операций по обработке лопаток с ориентировкой их на те же базовые поверхности.

Для заготовок прямоугольного сечения за базы обычно принимают поверхность основания заготовки, одну из боковых поверхностей и торец заготовки и в дальнейшем всю обработку производят, базируясь на эти поверхности. В случае обработки лопаток из холоднокатаной заготовки за технологические базы принимаются внутренняя поверхность заготовки и торец ее.

При обработке лопаток из штампованных заготовок базирование только на поверхности у хвостовой части лопаток будет недостаточно, в особенности для длинных лопаток. Лопатка будет дрожать при обработке, деформироваться, и это повлияет на точность и чистоту обработки ее. Поэтому для штампованных заготовок на наружном конце лопатки целесообразно применять специальные технологические припуски, а для длинных лопаток — иногда еще и в середине заготовки. Такие технологические вспомогательные базы упрощают технологический процесс обработки и улучшают качество его. При механической обработке лопаток для газо-

турбинных двигателей в технологическом припуске на конце лопатки сверлится и зенкеруется отверстие, которое, кроме плоскости, является также базой при установке лопатки в приспособлении. Благодаря таким вспомогательным базам лопатка находится в приспособлении во вполне определенном и устойчивом положении, что позволяет иметь необходимую идентичность изготовления всех аток ступени.

Обработка хвостовой части лопатки, являющейся ее посадочным местом на диске (или на роторе), требует большой тщательности выполнения. Лопатки должны плотно сидеть в своих гнездах (в паровых турбинах) для обеспечения жесткости заделки, находиться в правильном радиальном и тангенциальном положениях. Все это требует выполнения хвостовой части рабочих лопаток в пределах допусков, указанных на чертеже. Несмотря на то что в газовых турбинах с елочным профилем хвоста и разным классом материалов, применяемых для лопатки и диска, при наборке лопаток в хвостовой части предусматривается зазор, который при нагреве исчезает, несколько не уменьшаются требования по точности выполнения такого типа хвостов.

Технологический процесс обработки хвостовой части лопатки зависит от ее конструкции (см. рис. 5-3). Т-образный хвост обрабатывается фрезерованием на двухшпиндельном вертикальном фрезерном станке специальными фрезами (правыми и левыми) или набором дисковых фрез (рис. 5-7). Применяется также обработка такого хвоста лопаток и на карусельном станке в специальном приспособлении.

Обработка Т-образных хвостов протягиванием дает высокую точность и чистоту, но редко применяется из-за высокой стоимости протяжек. Вильчатый хвост лопаток обрабатывается путем сверления отверстий в концах пазов по кондуктору, последующей прорезкой паза дисковыми фрезами и шлифовкой боков паза камнем. На рис. 5-8 показано протягивание вильчатых хвостов на протяжном станке.

Грибовидный хвост лопаток, применяемый ХТГЗ, получается путем предварительной прорезки в лопатке паза и фрезерованием гриба черновой и чистовой специальными фрезами. Елочный хвост на последних лопатках турбин ХТГЗ (см. рис. 6 15) с опорными поверхностями по дуге точится на токарном станке ДИП-500 на специальной оправке по четыре штуки одновременно. Елочный профиль хвоста лопаток турбины газотурбинной установки ГТ-25 фрезеруется специальными фрезами (рис. 5-9).

Механическая обработка профильной рабочей части лопаток производится самыми различными методами, выбор которых в основном зависит от конструкции лопатки. Лопатки постоянного сечения по длине фрезеруются профильными фрезами (как по внутренней, так и наружной поверхности) — рис. 5-10. Для лопаток постоянного сечения, но со своим

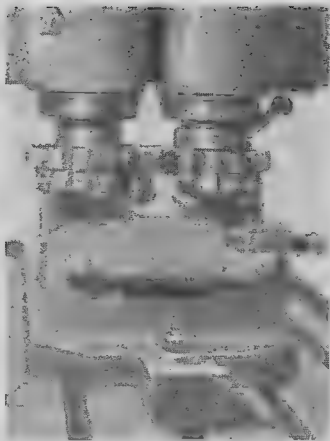


Рис. 5-7. Фрезерование Т-образного хвоста рабочей лопатки

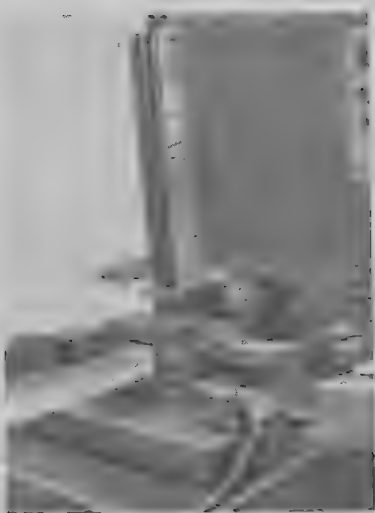
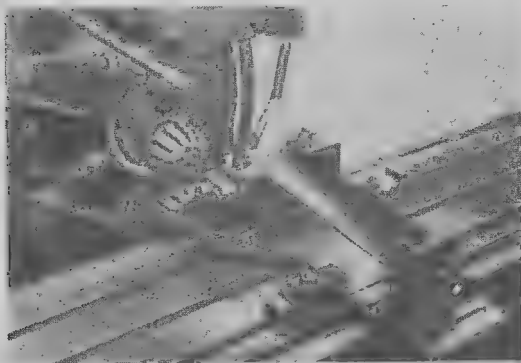


Рис. 5-8, Протяжка вильчатого хвоста рабочей лопатки

Рис. 5-9, Фрезерование хвоста рабочей лопатки газовой турбины ГТ-25-700



бандажом, например для регулирующих колес паровых турбин ЛМЗ, применяется копирное приспособление с механической подачей для обработки наружной поверхности методом обкатки. Для лопаток переменного сечения по длине в случае, когда профиль может быть получен путем установки лопатки под углом к плоскости стола, применяется косое фрезерование внутреннего профиля. Если профилирование лопатки выполнено так, что при обработке для получения переменного сечения требуется поворот ее при фрезеровании, то применяется специальное поворотное приспособление, связанное с перемещением стола, и обработка профиля происходит по спирали.

Для сложных профилей с большой закруткой по длине для улучшения аэродинамических свойств профиля применяется для внутренней поверхности строчечная строжка по объемному копиру на специальных строгальных станках типа ГД-19 (рис. 5-11) и для наружной поверхности строчечное фрезерование по копиру на специальном копировально-фрезерном станке типа УФ-30 (рис. 5-12).

Приведенные способы обработки рабочей части лопаток не исчерпывают всех применяемых способов обработки. При облопачивании рабочих



Рис. 5-10. Фрезерование спинки лопатки профильной фрезой

Рис. 5-11. Стrojка внутреннего профиля лопатки на станке ГД-19

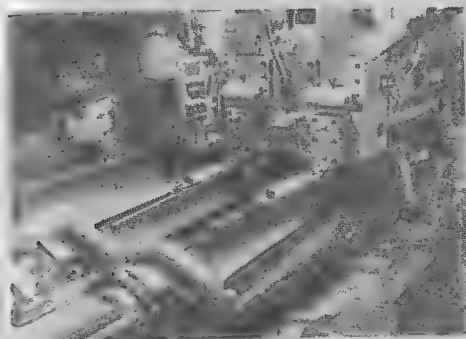




Рис. 5-12. Фрезерование наружного профиля лопатки на станке УФ-30

лопаток с ленточным бандажом лопатки в своей наружной части заканчиваются одним или двумя шипами прямоугольного или круглого сечения. Обработка их производится фрезерованием или точением при помощи специального патрона.

К отделочным операциям, завершающим изготовление лопаток, относятся шлифование и полирование рабочего профиля и опиловка всех заусенцев и острых кромок. Под шлифование после механической обработки могут оставаться значительные припуски (0,5—1,2 мм по гребешкам при строчечном

фрезеровании). Грубое шлифование (обдирочное) производится наждачным кругом с зернистостью 36—40, затем лопатка шлифуется войлочным кругом с наклеенным на него абразивом зернистостью 60—80. При шлифовании все время ведется контроль сечений (рис. 5-13). Припуск под полировку оставляется не более 0,05 мм, и полирование производится войлочным кругом с наклеенным абразивным порошком зернистостью около 120.

Контроль качества обработки лопаток производится пооперационно, посредством того же нормального и специального инструмента, который применяют на рабочих местах при изготовлении лопаток. Пооперационный контроль, хотя и требует расширенного штата контролеров-приемщиков, вызывается специфическим характером производства лопаток: серийностью его, сложностью приспособлений, режущего и мерительного инструмента и сравнительно низкой квалификацией рабочих. Вовремя незамеченный на первых операциях дефект при отсутствии контроля обнаруживается

Рис. 5-13. Контроль сечений лопаток на специальном приспособлении



только при окончательной приемке. Полностью готовые лопатки проходят приемку по размерам путем проверки их по шаблонам и по качеству материала на отсутствие волосовин на магнитном дефектоскопе травлением для лопаток из аустенитной стали.

В качестве примера на стр. 70—87 приведены типовые технологические процессы механической обработки рабочих лопаток турбин:

1) рабочей лопатки 19-й ступени паровой турбины ПТ-50-130/13, изготавливаемой из сортового проката сечением 30×40 мм из стали марки 2Х13 (табл. 5-3);

2) рабочей лопатки 2-й ступени турбины ВК-100-2, изготовленной из холоднокатаной заготовки 1Х13 (табл. 5-4);

3) рабочей лопатки 24-й ступени турбины К-200-130, изготавливаемой горячей штамповкой из стали 2Х13 (табл. 5-5).

Примененные в табличных рисунках значки обозначают: ♦ — базу; ♦ — прижим заготовки. Места обработки затушеваны.

Для лопаток газотурбинных двигателей технологический процесс механической обработки изложен в книге [9].

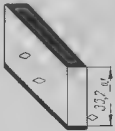
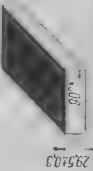
Фрезерование является основным видом механической обработки и составляет около 50% (для стационарных турбин) от общей трудоемкости обработки лопаток. В газотурбинных двигателях эта цифра, по данным М. Ф. Идзона, доходит примерно до 45%.

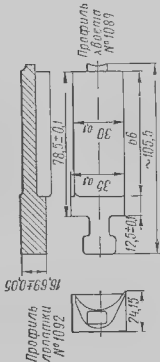
СПЕЦИАЛЬНОЕ ОСНАЩЕНИЕ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ЛОПАТОК

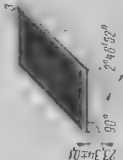
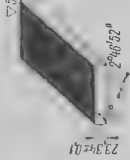
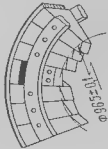
Технологический процесс механической обработки рабочих лопаток требует для своего выполнения значительного количества специального оснащения. По данным ЛМЗ для разных турбин, количество этого оснащения приведено в табл. 5-6. Все цифры даны с учетом применяемости. При разработке технологического процесса для лопаток технологи применяют нормальную оснастку и только в случаях невозможности использовать нормальный инструмент проектируют специальную оснастку. При этом широко применяется унификация оснащения, когда при проектировании намечается его использование для нескольких ступеней или унифицируются отдельные сменные части приспособлений.

При обработке лопаток выявляется необходимость иметь значительное количество приспособлений. Это вызывается теми жесткими требованиями, которые предъявляются к изготовлению лопаток для получения их необходимой идентичности между собой для одной ступени. Приспособления должны обеспечить требуемую по техническим условиям точность обработки и поэтому они должны быть настолько прочны и жестки, чтобы положение лопатки в них не менялось, чтобы полностью была исключена деформация лопаток. Сама лопатка в приспособлении должна крепиться плотно и прочно, чтобы при обработке не было ее дрожания. Трущиеся опорные поверхности приспособления во избежание повреждений и износа при смене лопаток должны быть закалены. Конструкция приспособлений должна позволять быструю смену лопаток. Применяемые в приспособлениях прижимы должны обеспечить надежное крепление лопатки и возможность быстрой смены их.

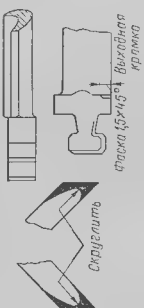
Приведенные в табл. 5-3, 5-4, 5-5 примеры технологических процессов обработки лопаток показывают, что из режущего инструмента наиболее широкое применение имеют нормальные и специальные (фасонные) фрезы. Нормальные фрезы применяются не только для обработки плоскостей, но и сложных поверхностей, например, на копировально-фрезерных станках.

№ операции	Содержание операции	Эскиз обработки	Оборудование	Применяемые инструменты	
				режущие	мерительные
1	Разрезать полосу на отдельные заготовки		Пила Геллера	—	Скоба раздвижная
2	Фрезеровать боковые плоскости		Продольнофрезерный двухшпиндельный станок	Фреза торцовая (левая и правая)	Скоба предельная
3	Фрезеровать плоскость		Вертикально-фрезерный станок	Фреза торцовая	Скоба предельная, угольник 90°



4	Фрезеровать одну торцовую плоскость		Горизонтальнофрезерный станок	Фреза торцовая	Скоба, угольник 90°
5	Фрезеровать вторую плоскость на конус грубо			Фреза цилиндрическая	Эталон, угольник 90°, штифт
6	Фрезеровать плоскость на конус		Вертикальнофрезерный станок	Фреза торцовая	Эталон, угольник 90°
7	Собрать лопатки в приспособлении		Верстак	—	Штифт, шаблон

№ операции	Содержание операции	Эскиз обработки	Оборудование	Применяемые инструменты	
				режущие	мерительные
8	Тонить хвост с двух установок		Карусельный станок	Резец специальный	Шаблоны, скобы (предельные)
9	Снять лопатки с приспособления		Верстак	—	—
10	Фрезеровать внутреннюю радиальную плоскость (предварительно и чисто)		Вертикально-фрезерный станок	Фреза торцовая	Радиальный шаблон, глубиномер, угольник

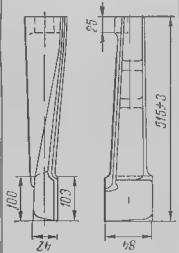
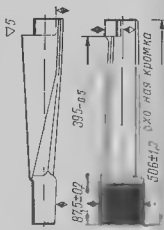
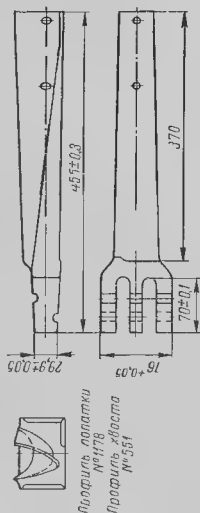
№ операции	Содержание операции	Эскиз обработки	Оборудование	Применяемые инструменты	
				режущие	мерительные
15	Скруглить кромки внутреннего профиля, зашлифовать фаски, зачистить заусенцы на пазах хвоста		Верстак	Напильник	Шаблоны
16	Скруглить все кромки хвоста			Машинка, напильник	Радиусомер
17	Шлифовать наружный профиль, гайтель, скруглить выходную кромку			Электрокорундовый камень	Шаблоны, скобы, предельные шаблоны

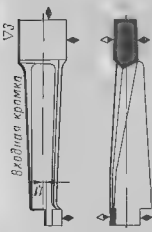
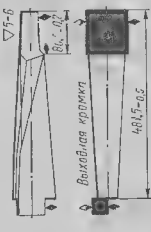
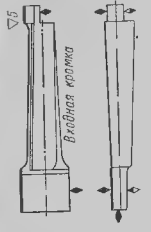
18	Фрезеровать шпш		Горизонтальнофрезерный станок	Комплект фрез	Скобы
19	Фрезеровать шпш со стороны наружного и внутреннего профиля				Скоба, шаблоны
20	Полировать внутренний профиль и галтели с четырех проходов		Специальный шлифовальный станок	Войлочный круг со шлифовальным порошком	Шаблоны, скобы предельные
21	Полировать наружный профиль и галтель с трех проходов				
22	Контролировать окончательно	—	—	—	Комплект инструмента
23	Испытать на дефектоскопе	—	—	Специальный станок	—

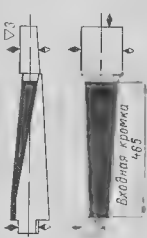
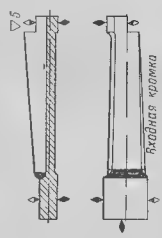
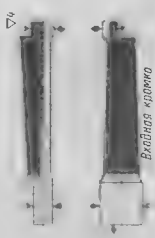
Примечание. Трудоемкость механической обработки 165 нормо-ч.

Т а б л и ц а 5-4. Технологический процесс механической обработки 2-й ступени турбины ВК-100-2 из холоднокатаной заготовки

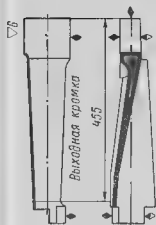
№ операции	Содержание операции	Эскиз обработки	Оборудование	Применяемые инструменты	
				режущие	мерительные
1	Контролировать профильную заготовку согласно ТУ		—	—	Шаблоны
2	Испытать заготовки пред-варительно на дефектоскопе	—	Дефектоскоп	—	—
3	Разрезать заготовки		Горизонтальнофрезерный станок	Фреза дисковая	Скоба предельная
4	Защистить заусенцы на концах со стороны внутреннего и наружного профилей		Специальный шлифовальный станок	—	—

№ операции	Содержание операции	Эскиз обработки	Применяемые инструменты	
			режущие	мерительные
0	Контроль заготовки		—	Специальный прибор
1	Фрезеровать плоскости хвоста (под угол) и бобышки со стороны внутреннего профиля и торцы лопаток		Фрезы торцовые	Шаблон установочный, линейка индикаторная, угольник
		 <i>Профиль лопатки №178</i> <i>Профиль хвоста №551</i>	Продольнофрезерный станок	

2	Фрезеровать плоскость хвоста и бобышки со стороны входной кромки		Скобы предельные, угольник 90°
3	Фрезеровать плоскости хвоста и бобышки со стороны наружного профиля		Специальный прибор, линейка индикаторная, угольник 90°
4	Фрезеровать плоскости хвоста и бобышки со стороны выходной кромки		Специальный прибор, головка индикаторная, угольник 90°
5	Церенести шпир материала и порядковый номер на торец хвоста	—	Линейка масштабная
		Верстак	Набор цифр и букв
		Продольнофрезерный станок	Фрезы торцовые

№ операции	Содержание операции	Условия обработки	Оборудование	Применяемые инструменты	
				режущие	мерительные
6	Фрезеровать наружный профиль предварительно		Копировально-фрезерный станок УФ-30	Фреза	Специальный набор шаблонов
7	Фрезеровать галтель внутреннего профиля предварительно		Копировально-фрезерный станок ОФ-31М	Фреза, копирный ролик, оправка	Специальный прибор, шаблоны
8	Строгать внутренний профиль предварительно		Копировально-поперечно-строгольный станок ГД-19	Резец	

9 Фрезеровать входную кромку

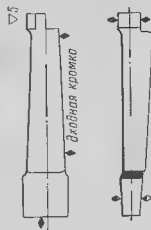


Специальный прибор-
пластина предельная

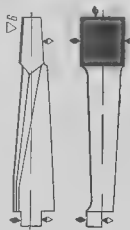
Комплект фрез

Горизонтально-
фрезерный станок

10 Фрезеровать выходную кромку



11 Фрезеровать наружный радиальный конус чисто

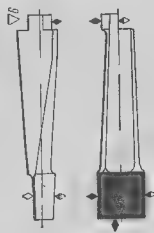


Специальный прибор, угольник 90°

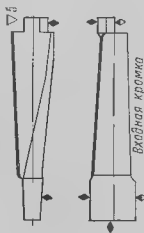
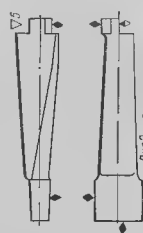
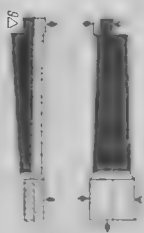
Фреза торцовая

Периферийно-
зерный станок

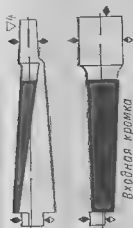
12 Фрезеровать внутренний радиальный конус чисто



Шаблон, глубиномер

№ операции	Содержание операции	Эскиз обработки	Оборудование	Применяемые инструменты	
				режущие	мерительные
13	Фрезеровать выходную кромку со стороны внутреннего профиля		Горизонтально-фрезерный станок с гидроконтрольным устройством	Фреза, ролик	Шаблон
14	Строгать выходную кромку со стороны внутреннего профиля		Копировально-поперечно-строгойальный станок ГД-20	Резец	Профильный прибор, набор шаблонов
15	Строгать внутренний профиль чисто		Копировально-поперечно-строгойальный станок ГД-19		

16 Фрезеровать наруж-
ний профиль чисто

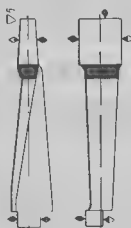


Копировально-
фрезерный станок
УФ-30

Фреза

Профильный прибор,
скоба, шаблоны

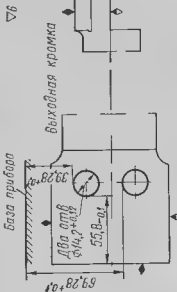
17 Точить галтель на-
ружного профиля



Токарный станок

Резец, шаблон

18 Сверлить и зенкеро-
вать два отверстия на
концах пазов хвоста

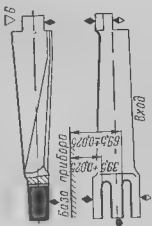


Радиальновер-
тельный станок

Сверло, зенкер

Прибор, скобы,
колодки

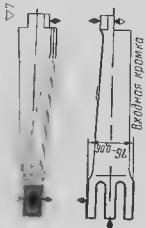
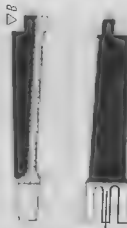
19 Фрезеровать пазы
хвоста



Горизонтально-
фрезерный станок

Комплект фрез

Прибор, скобы,
пластина, колодки

№ операции	Содержание операции	Эскиз обработки	Оборудование	Применяемые инструменты	
				режущие	мерительные
20	шлифовать пазы и боковые плоскости хвоста		Специальный шлифовальный станок для пазов	Круг абразивный	Прибор, скобы, пластины
21	шлифовать галтель внутреннего профиля			Круг шлифовальный	Прибор, шаблоны
22	полировать внутренний профиль и галтель		Специальный шлифовальный	Войлочный круг с порошком	Шаблоны

23

Шлифовать наружный
профиль и галтельШаблоны, скобы
предельные

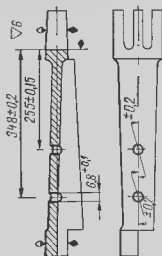
24

Подпирывать наружный
профиль и галтель

—

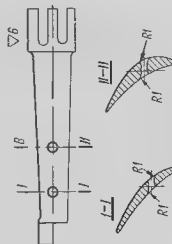
Войлочный круг
с порошкомШаблоны, скобы
предельные

25

Сверлить и зенкоро-
вать отверстие под про-
волокуРадиально-свер-
лильный станок

Прибор, калибр

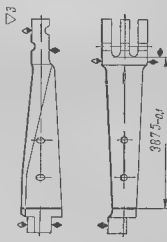
26

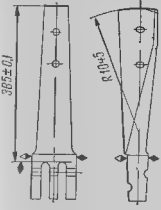
Скруглить края от-
верстия в профиле

Верстак

Бормашина

Шаблон, радиусо-
мер

№ операции	Содержание операции	Эскиз обработки	Оборудование	Применяемые инструменты	
				режущие	мерительные
27	Ошкурить кромки, фаску и все острые места	—	Верстак	Напильник шлифовальный	Шаблоны, скобы предельные
28	Контролировать окочательно	—	—	—	Прибор для проверки профиля, пластины скобы предельные
29	Фрезеровать два полуотверстия под заклепки		Горизонтально-фрезерный станок	Фреза	Калибр, пластины
30	Отрезать технологический припуск				

31	Фрезеровать головную часть по радиусу		Вертикально-фрезерный станок	Фреза концевая	Прибор, пластины
32	Фрезеровать уплотнение в головной части		Горизонтально-фрезерный станок	Фреза	Шаблон
33	Шлифовать утонение в головной части		Специальный шлифовальный станок	Абразивный круг	
34	Глянцевать внутренние и наружный профилли	—		Войлочный круг	
35	Проверить лопатки на дефектоскопе	—	Дефектоскоп		
36	Развесить лопатки по пакетам	—	Моментные весы	—	—

Примечание Трудоемкость механической обработки комплекта лопаток 468 норм-ч.

Оснащение	К-300-240	К-200-130	К-100-90	К-50-90	ПТ-50-130/13	ГТН-9
Количество наименований						
Режущий инструмент	650	560	565	345	520	220
Мерительный инструмент	3583	3385	3160	2110	3040	2028
Приспособления	1007	915	775	440	650	1097
Итого	5240	4860	4500	2895	4210	3345
Коэффициент оснащения	48,0	64,0	57,0	50,0	49,0	41,8

Специальные фрезы предназначаются главным образом для обработки наружного и внутреннего профилей рабочей части лопаток и имеют очертание зуба, обратное форме обрабатываемой поверхности, а также для обработки некоторых, например елочных, конструкций хвоста лопаток. Фасонные фрезы, как и прочее специальное оснащение, проектирует и изготавливает сам турбостроительный завод, что, конечно, удлиняет сроки подготовки производства и удорожает себестоимость изготовления лопаток.

В качестве материала для специального режущего инструмента по обработке лопаток, в том числе и лопаток, изготавливаемых из жаропрочных сталей, применяются быстрорежущие стали Р48, Р9 и др. и новые марки быстрорежущей стали: кобальтовая Р9К5 и ванадиевая Р9Ф5. Стойкость инструментов из этих новых марок стали в 1,5—2 раза выше, чем из стали Р48 (по данным ЦНИИЧермета).

При серийном производстве лопаток замер размеров рабочим и контроль на операциях контролером трудно проводить нормальным мерительным инструментом. Поэтому в лопаточном производстве очень широкое применение имеет специальный мерительный инструмент (табл. 5-6) в виде профильных шаблонов, скоб, пластин и т. п. На рис. 5-13 показан весьма сложный прибор для проверки внутреннего профиля лопатки.

Взаимная связь отдельных элементов лопатки, например наружного и внутреннего профилей, проверяется при помощи специальной рамки, в которой точно фиксируются шаблоны наружного и внутреннего профилей; расстояние между ними дает поперечное сечение лопатки по рабочей части. Шаблоны, скобы, пластины изготавливаются из листового материала; рабочие поверхности должны иметь твердость HRC 56—64.

Для нормального хода производства лопаток в цехе необходимо иметь несколько комплектов специального оснастки: режущего инструмента по три экземпляра каждого наименования — один находится в работе на станке, второй в заточке, третий в инструментальной кладовой цеха; мерительного инструмента от двух до четырех экземпляров (четыре для профильных шаблонов, из них два являются эталонами), при этом один экземпляр находится у рабочего на станке, второй — в бюро технического контроля цеха; один комплект приспособления и только на длительных операциях (узких местах) — два.

Себестоимость изготовления специального оснащения, отнесенная условно к себестоимости головного образца турбины, составляет примерно 20—25%.

Оборудование лопаточных цехов турбостроительных заводов до последнего времени являлось универсальным, что видно из табл. 4-4, и состояло в основном из различных типов фрезерных (50—60%) и шлифовальных (около 25—30%) станков. Усложнение конструкции лопаток, увеличение их выпуска, серийный характер производства потребовали создания и внедрения на турбостроительных заводах специализированных станков. Стали широко применяться, станки типа ГД-19 Гомельского станкостроительного завода им. Кирова — копировально-строгальные для обработки внутреннего профиля лопаток длиной до 1000 мм (рис. 5-11). Копирование гидравлическое с помощью гидроследящей системы по объемному копиру. Стругание ведется продольными строчками с периодической поперечной и круговой подачей после каждого двойного хода ползуна. Одновременно обрабатываются две лопатки. Для обработки наружного профиля переменной кривизны применяются станки Ульяновского завода тяжелых станков УФ-30 (рис. 5-12). Это вертикальнофрезерные станки с электрокопировальным устройством и гидросистемой для закрепления детали. При фрезеровании по окончании рабочего хода происходит поворот лопатки на 3° и дальнейшее фрезерование. Припуск под шлифование $\sim 0,3$ мм. Режущий инструмент — фреза Карасева с круглым спиральным зубом. Горизонтальнофрезерный гидрокопировальный станок с качающимся столом типа ОФ-31 позволяет обрабатывать также внутренние галтели лопаток. Станок типа 6М-42К вертикальнофрезерный гидрокопировальный Львовского завода фрезерных станков предназначен для обработки наружного профиля постоянного сечения методом обкатки под полировку. Карусельнофрезерный станок Горьковского завода фрезерных станков 624М (с гидравлическим прижимом, рис. 5-14) служит для непрерывного фрезерования плоскостей лопаток, копировально-шлифовальный станок ХПШ-89 — для шлифования постоянного наружного профиля и т. п.



Рис. 5-14. Карусельный станок для фрезерования плоскостей лопаток

НОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ЛОПАТОК

В самое последнее время в стационарном турбостроении начали применяться электрические методы обработки лопаток — электроимпульсные и электрохимические — и устанавливается соответствующее оборудование.

Электроимпульсный метод является дальнейшим развитием электроискрового способа и отличается от последнего устройством для

а)

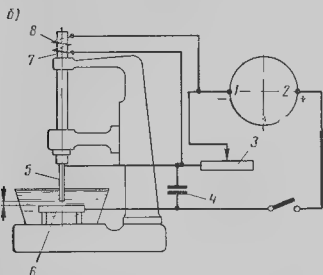
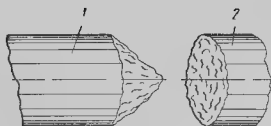


Рис. 5-15. Электроискровая обработка

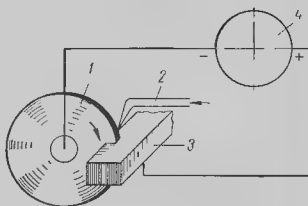
между катодом и анодом так же легко, как и через воздух, но образования паростов происходить не будет, так как брызги металла будут оседать в жидкости, а изделие в месте соприкосновения с инструментом примет его форму. Схема электроискрового станка показана на рис. 5-15, 6. Электрический ток от зажима 1 генератора постоянного тока подводится через сопротивление 3 к электрод-инструменту 5 и через зазор *a* проходит к изделию 6 и затем к зажиму 2. В электрическую цепь включен конденсатор 4, создающий импульсы, необходимые для образования искры. Соленоидный регулятор заставляет колебаться электрод 5. При проскакивании искры ток также будет проходить через соленоид, намагничивать сердечник 8 и втягивать катушку 7. Это вызовет подъем электрода 5, увеличение его зазора *a* и разрыв электрической цепи. Подача тока в катушку соленоида 7 прекратится, сердечник 8 размагнитится и шпиндель с электродом 5 опустится вниз. При достижении зазора *a* опять произойдет проскакивание искры и весь процесс повторится, в результате чего прошивается отверстие по форме электрода 5.

Сущность анодно-механического метода видна из схемы, изображенной на рис. 5-16. Электрод-инструмент 1 изготавливается из листового железа в виде диска и вращается вокруг своей оси. В пространство между диском 1 и разрезаемой деталью 3 по трубке 2 подается электролит — жидкое стекло. Электрод 1 и заготовка 3 присоединяются к генератору постоянного тока 4. Электролит под действием электрического тока растворяет металл, образуя при этом на поверхности заготовки

генерирования импульсов. Использование этого метода дает возможность резко увеличить съем металла в единицу времени.

Сущность электроискрового метода заключается в следующем: при проскакивании искры в воздушном промежутке (рис. 5-15, а) между инструментом (катодом) 1 и изделием (анодом) 2 происходит нагрев той небольшой поверхности, на которую попадает искра, и оплавление металла. Сам процесс происходит как бы в виде небольших взрывов: металл, расплавленный искрой, в газообразном состоянии мгновенно расширяется и выбрасывается с поверхности анода на катод, оседает на нем и затвердевает в виде паростов. Если же процесс вести в какой-либо жидкости, не проводящей электрический ток (например, в керосине), то искра будет проскакивать в этом промежутке

Рис. 5-16. Схема действия анодно-механического станка



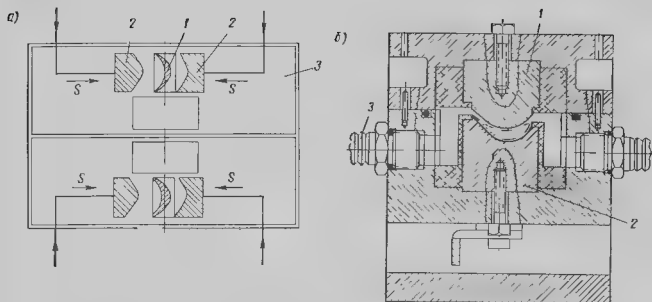


Рис. 5-17. Схема обработки металлов: а — электропulsная; б — электрохимическая
1 — заготовка лопаток, 2 — электрод-инструмент; 3 — шина; S — направление подачи электродов (для рис. 5-17, а)

в месте разрезания тонкую пленку металла пониженной прочности. При своем вращении диск 1 легко соскабливает эту пленку.

При механической обработке заготовок лопаток из жаропрочных сплавов столкнулись с очень большими трудностями вследствие плохой обрабатываемости резанием этих материалов. Электрические методы, проверенные при изготовлении таких лопаток, в известной мере позволили разрешить эти трудности и в настоящее время стали применяться в серийном производстве лопаток для газотурбинных двигателей и внедряться в стационарном турбостроении. Анодно-механический метод применяется при разрезании заготовок лопаток из аустенитных сталей.

Из электрических методов обработки металлов для турбинных лопаток наиболее эффективными являются: электроимпульсная обработка, предназначенная для предварительного съема основного припуска по рабочему профилю в заготовке лопатки, и электрохимическая — для окончательной отделочной обработки рабочего профиля лопатки.

На заводе «Экономайзер» [11] установлены два станка типа МЭ-8, специально предназначенных для обработки рабочей части лопаток электроимпульсным методом. Станки двухместные, позволяют обрабатывать сразу две лопатки, причем каждая одновременно обрабатывается с двух сторон — внутренней и наружной поверхности рабочего профиля. Длина обрабатываемых заготовок до 250 мм при ширине до 100 мм. Обработка этих лопаток производится сначала на грубом режиме, обеспечивающем снятие основной части припуска, а затем на мягком — для получения точности и лучшего качества поверхности. Схема обработки двух лопаток на таком станке показана на рис. 5-17, а. В качестве материала для электродов применяется коксографитовая композиция. Стойкость графитовых электродов выше, чем алюминиевых. Завод «Экономайзер» обработку электродов по профилю производит на копировально-фрезерных станках. Заготовка лопатки — горячая штамповка — имеет припуск на сторону 3—5 мм. После электроимпульсной обработки остается припуск на сторону 1—1,5 мм. Для жаропрочных материалов трудоемкость при обработке заготовок лопаток электроимпульсным способом по сравнению с механическим резанием снижается примерно в 2—3 раза.

Дальнейшая обработка лопаток для снятия припуска обычно производится на шлифовальных станках с применением ручного труда. Для

механизации этой работы завод «Экономайзер» внедрил финишную обработку лопаток электрохимическим методом. На заводе установлен специальный электрогидрокопировальный станок, в котором обрабатываемая лопатка, являющаяся анодом, закрепляется в специальном приспособлении (рис. 5-17, б) между двумя объемными латунными копирами-инструментом 1 и 2, являющимися катодом, с зазором между ними 0,3—0,5 мм. Через зазор циркулирует подаваемый по трубке 3 10 процентный раствор поваренной соли (электролит) под давлением 10 атм. При малых зазорах происходит копирование профиля рабочей части лопатки. Величина съема металла с лопатки (анода) зависит от плотности тока, которая может достигать до 75—100 а/см².

На установке завода «Экономайзер» получили снятие металла с лопатки до 1 мм/мин при чистоте поверхности $\nabla 6$ — $\nabla 7$ и точности профиля по шаблону в пределах 0,05 мм [11]. Трудоемкость при этом снизилась более чем в 3 раза. Этим способом чистота поверхности может быть доведена до $\nabla 7$ — $\nabla 9$. Так как после электрохимической обработки на поверхности лопаток обнаруживается растравливание по границам зерен, рекомендуется после нее проводить механическое полирование, оставляя для этого припуск около 0,05 мм. Износ латунных электродов при этом незначителен. Метод применим для лопаток из любых материалов. Электрогидрокопировальная установка ставится рядом с электромпульсным станком, так как они дополняют друг друга.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА ТУРБИННЫХ ЛОПАТОК

Количество рабочих лопаток в турбине весьма значительно и достигает в современных крупных паровых турбинах до 4500 шт. Хотя лопатки разных ступеней имеют различные профили по своей рабочей части и по хвосту, но благодаря проводимой заводами конструктивной унификации и типизации отдельных элементов лопаток большое разнообразие типоразмеров этих элементов значительно уменьшается. Интересный опыт такой унификации проведен в ГДР, где, например, для ширины лопаток в пределах 20—120 мм применяется только семь значений этих ширины; для последних ступеней со средним диаметром 1700, 1800 и 2000 мм разных турбин

Т а б л и ц а 57. Относительная трудоемкость изготовления лопаток по турбинам ЛМЗ в %

Трудоемкость	К-300-240	К-200-130	СВК-150	К-100-90	К-50-90	ВК-50-1	ГТ-25-70	ГТН-9
Полная по изготовлению турбины	100	100	100	100	100	100	100	100
Изготовления лопаток, отнесен к турбине	19,5	16,5	8,4	18,6	17,0	10,8	9,5	15,6
Шлифовальных работ по лопаткам, отнесенная к полному изготовлению лопаток	33,7	28,3	20,0	22,0	22,7	27,4	27,7	17,0
Ручных работ по лопаткам, отнесенная к полному изготовлению лопаток	6,9	5,9	8,8	6,5	8,6	6,8	4,4	-

разработана лопатка длиной 450 мм и шириной 70 мм и изменяется только количество лопаток. Неодинаковый шаг при этом компенсируется промежуточными телами, вставленными между лопатками.

Большое количество однотипных лопаток отразилось и на характере организации лопаточного производства на наших отечественных заводах. Технологический процесс разрабатывается по переходам, на каждый переход выпускается специальная инструкционная карта, в которой указываются все данные, необходимые для выполнения данного перехода. В цехе обработка лопаток производится по этим картам без чертежей. Степень специального оснащения, по данным ЛМЗ, составляет около 50–60; объем ручных работ очень мал; совершенно не применяется разметка; средний разряд работы около 3,1–3,2, т. е. квалификация рабочего ниже, чем в механическом турбинном цехе. В табл. 5-7 приведены относительные трудоемкости изготовления лопаток по турбинам ЛМЗ.

Специфический характер лопаточного производства обусловил создание на турбостроительных заводах специальных цехов по изготовлению лопаток или отдельных самостоятельных участков в общих турбинных цехах. На наиболее передовых заводах для отдельных видов лопаток осуществлена установка оборудования по ходу технологического процесса. Лопатки изготавливаются на поточных линиях с применением групповой оснастки и групповых методов обработки, т. е. используются все преимущества крупносерийного построения производственного процесса.

При весьма значительном количестве специальной оснастки в цехах по изготовлению турбинных лопаток должны быть большие хорошо организованные инструментальные кладовые. В новом лопаточном цехе ЛМЗ для хранения и текущей выдачи оснастки на участке построен специальный штабелер, представляющий собой два семирядных стеллажа (рис. 5-18) с расположенным между ними автоматическим подносчиком, управляемым с пульта. При нажатии соответствующей кнопки подносчик подходит к необходимой ячейке стеллажа, заводит в нее свой заборный стол и подает оснастку к пульту.



Рис. 5-18. Штабелер с автоматическим подносчиком

ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА ТУРБИННЫХ ЛОПАТОК

Из всего изложенного выше можно отметить некоторые недостатки в деле организации лопаточного производства на турбинных заводах.

1. Очень низкий коэффициент использования металла в заготовках для лопаток, в среднем равный около 0,25. Форму и размеры заготовок

необходимо приблизить к форме и размерам готовых лопаток, чтобы впредь лопатки подвергались только шлифованию и полированию.

2. Очень большой объем работ по шлифованию и полированию лопаток (20 -30%), производимых вручную и требующих проведения специальных мероприятий по охране труда. Необходимо полностью механизировать эти работы, совершенно исключив ручное шлифование и полирование.

3. При серийном характере производства турбинных лопаток специализированные станки по механической обработке их, а также электроимпульсные и электрохимические методы обработки лопаток применяются еще в небольшой степени. Необходимо ускорить внедрение этих передовых методов обработки лопаток в производство.

4. Большая номенклатура профилей рабочей части лопаток, профилей хвостов и прочих элементов турбинных лопаток по всем турбостроительным заводам. Необходимо на базе ЦКТИ провести широкую конструктивную типизацию и унификацию как отдельных элементов лопаток, так и целых лопаток. ВГТИЭнергомаш на базе конструктивной унификации должен разработать технологическую унификацию заготовок для турбинных лопаток с учетом всех технико-экономических показателей как изготовления самих заготовок, так и по ведущей их механической обработки.

Создание рентабельных заготовок требует установки специального металлургического оборудования, в некоторых случаях весьма дорогого (например, чеканочных прессов); на отдельных турбостроительных заводах это невыполнимо, так как не оправдает всех расходов по его установке, тем более что при сравнительно малом количестве лопаток для такого оборудования его использование по времени будет незначительным.

Только централизация производства заготовок для лопаток с последующей организацией завода по централизованной механической обработке их может разрешить все недостатки и трудности разрозненного изготовления лопаток. В настоящее время такой завод уже строится.

ДИСКИ ПАРОВЫХ И ГАЗОВЫХ ТУРБИН И ИХ МЕХАНИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА

НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ

Диски являются основной деталью наборного ротора турбины и предназначены для несения рабочих лопаток и передачи от них крутящего момента на вал турбины. Они представляют собой тело вращения и состоят из трех элементов: обода, в котором закреплены лопатки, ступицы, с помощью которой диски сажаются и центруются на валу турбины, и средней части — полотна, соединяющего обод со ступицей. Конфигурация диска, и в особенности его обода и полотна, может иметь весьма сложную форму.

Размеры ступицы диска зависят от центробежных сил, действующих на обод диска: чем больше эти силы, тем массивнее делается ступица.

Конструкция обода диска связана с конструкцией хвостового соединения лопаток с диском, но во всех случаях она должна обеспечить в работе неизменное положение рабочих лопаток на диске. Выбор типа и размеров хвостового соединения зависит от принятых рабочих напряжений и в большей степени от принятых данным турбостроительным заводом для своих турбин типов хвостов лопаток. Наиболее применяемые хвостовые соединения бывают трех основных типов: с наборкой лопаток по окружности обода диска через замок (Г-образные, зубчиковые, грибовидные); с наборкой каждой лопатки в радиальном направлении (вил чатые); с наборкой лопаток с торцевой стороны диска (елочные).

Переход от обода к ступице, т. е. форма полотна диска, в зависимости от уровня рабочих напряжений в нем ограничивается плоскостями, расположенными параллельно, или коническими либо сложной профильной формы, требующей для своего выполнения специальной оснастки.

В полотно дисков ступеней ения, кроме последних, предусматриваются разгрузочные отверстия для выравнивания давлений до рабочего колеса и за ним.

Конструкция ступицы диска, ее размеры принимаются в зависимости от рабочих напряжений, метода посадки диска на вал и от общей конструкции ротора.

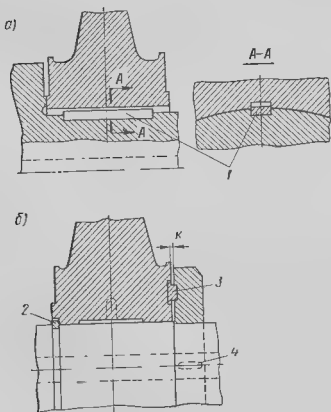
При установке дисков на вал должна быть обеспечена плотная посадка их без ослабления в эксплуатации турбины от действия центробежных сил, во время возможного разгона турбины, при большом нагреве диска, чем вала, в процессе прогрева турбины и т. п.

Диск центруется на валу своим втулочным отверстием, которое является конструкторской и технологической базами, и эта центровка не должна нарушаться в работе турбины. Необходимая плотность посадки в большинстве конструкций турбин достигается при помощи посадки диска на вал в горячем состоянии с предварительной расточкой втулочного отверстия диска по диаметру несколько меньшего размера, чем соответствующее посадочное место на валу. При этом величина натяга выбирается так, чтобы верхний предел его (максимальный) не вызвал при посадке и остывании диска радиальных напряжений, доходящих до предела текучести материала диска, и чтобы нижний предел (минимальный) гарантировал при разгонных числах оборотов турбины (примерно на 10% выше рабочих) необходимый остаточный натяг, т. е. чтобы не произошло ослабления диска на валу. Полученный таким образом натяг создает трение между диском и валом, достаточное для предотвращения проворачивания диска и его осевого сдвига на валу во время эксплуатации турбины. Благодаря посадке диска на вал с натягом, крутящий момент от диска к валу передается посредством сил трения, в случае же исчезновения натяга по эксплуатационным условиям (например, при большом нагреве диска, чем вала) конструкцией диска всегда предусматривается дополнительное шпоночное соединение диска с валом, которое и должно при освобождении

диска предохранять его от проворачивания на валу. Практика ремонта паровых турбин показывает, что бывали случаи ослабления дисков в турбинах и даже сильного смятия осевых шпонок, особенно в передних ступенях наборных роторов в зоне наиболее высоких температур.

Обычно применяется осевое шпоночное соединение 1 диска с валом (рис. 6-1, а), но в сильно напряженных дисках, где совершенно недопустима концентрация напряжений в ступице из-за осевого шпоночного паза, расположенного в самой напряженной части диска, применяются радиальные шпонки 3 (рис. 6-1, б), устанавливаемые в пазу на торце ступицы диска. В этой конструкции при освобождении диска на валу крутящий момент будет передаваться через радиальную шпопку 3 на специальную малонагруженную втулку, связанную с валом осевой шпожкой 4. Такое соеди-

Рис. 6-1. Соединение диска с валом



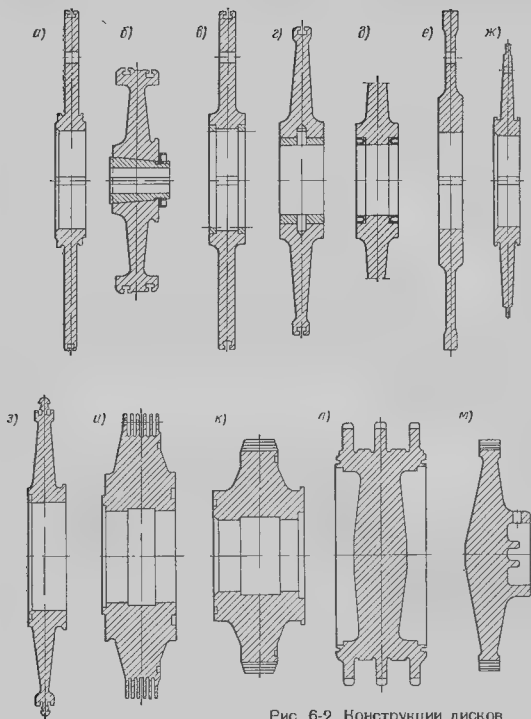


Рис. 6-2. Конструкции дисков

нение иногда применяется в крупных турбинах для ряда последних дисков, как наиболее нагруженных.

Осевое положение диска на валу при его сборке определяется упором торца ступицы (эта сторона указывается на чертеже диска и является его осевой технологической базой) в галтель вала либо в специально врезанное в вал упорное кольцо 2. При этом между двумя соседними дисками или группами дисков предусматривается зазор κ (рис. 6 1, б) для восприятия теплового расширения дисков в осевом направлении, так как диски имеют большую температуру, чем вал. Для малых турбин посадка дисков может осуществляться на гладкий без уступов вал одного диаметра или группы дисков на участок вала соответствующего диаметра. В крупных турбинах вал изготавливается ступенчатым с посадкой на каждую ступень своего диска — это упрощает сборку ротора, но усложняет его механическую обработку.

На рис. 6-2 приведены некоторые конструкции дисков: а — малонагруженный диск с Т-образным пазом для крепления лопаток и посадкой

на вал с натягом; *б* — двухступенчатый диск скорости с посадкой на вал при помощи разрезанной в осевом направлении конической втулки (типа АЕТ); *в* — посадка диска на кольцах. В диске растачиваются выточки, в них заводятся кольца с некоторым натягом, затем диск с кольцами протачивается по внутреннему диаметру колец для получения необходимого натяга. Таким образом, посадка диска осуществляется в нагретом состоянии и диск на валу сидит на своих кольцах с натягом. Применяется в турбинах системы Целли, а также в ремонтных работах при ослаблении диска на валу. На рис. 6-2 показана посадка диска на пальцевых втулках (*в*). В передней части наборных роторов в зоне высоких температур вследствие ползучести материала диска в эксплуатации происходит ослабление диска на валу. Во избежание этого некоторые заводы применяют пальцевые втулки, которые соединяются с диском несколькими строго радиальными пальцами. Втулка насажена вместе с диском на вал, при ослаблении диска вследствие влияния, например, температур, центровка его по отношению к валу не нарушится, так как она фиксируется радиальными пальцами, сама же втулка сохраняет необходимый натяг. Осевое и поперечное соединение между втулкой и валом также предусматривается. Крепление диска на валу (рис. 6-2, *д*) производится при помощи колец U-образного сечения, которые впрессовываются в боковые выточки диска. Эту конструкцию посадки применяет фирма «Броун-Бовери», посадка диска происходит в холодном состоянии и при расширении его в работе центровка диска сохраняется, так как кольца не допускают, по мнению фирмы, эксцентричных перемещений. Кроме того, на рис. 6-2 показаны: *е* — автофритированный диск Калужского турбинного завода со слабо выраженной ступицей (см. стр. 118); *ж* — диск с однолинейчатый хвостом, применяемый ЛМЗ, НЗЛ и другими заводами; *з* — диск с грибовидным ободом ХТГЗ, *и* и *к* — последние тяжелые диски роторов низкого давления ЛМЗ и ХТГЗ с радиальными шпонками и с выточками в средней части втулочного отверстия для посадки дисков с натягами без деформации его полотна; *л* — диск сварного ротора низкого давления паровой турбины К-150-130 ГЗ; *м* — диск консольного ротора газовой турбины ГТ-700-5 НЗЛ.

Применение роторов с насадными дисками имеет то преимущество, что поковки отдельных деталей ротора, главным образом дисков, имеют относительно небольшие габариты и вес по сравнению с цельнокованым ротором, и поэтому качество их исполнения значительно выше и контроль более совершенен.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ РАБОЧИХ КОЛЕС (ОБЛОПАЧЕННЫХ ДИСКОВ) В ЭКСПЛУАТАЦИИ

В эксплуатации турбины насадное рабочее колесо находится под действием центробежных сил от лопаток и от собственной массы. На него действуют усилия, связанные с горячей посадкой на вал, усилия от разности давлений до диска и за ним, динамические нагрузки в случае вибрационных явлений, термические напряжения при пуске и переменных режимах и т. д.

Наибольшие напряжения в работающем турбинном колесе возникают в зоне втулочного отверстия (до 4500 кг/см^2), в то же время по условиям металлургического производства поковки диска качество материала ступицы всегда ниже, чем остальной части. Этим и объясняется, что контрольные испытания материала производятся на образцах, взятых из ступицы диска.

Совершенно не допускаются в дисках острые переходы, грубые следы реза после обработки и все прочее, что может вызвать концентрацию напряжений в диске. В практике турбостроения известны случаи, когда поломка дисков происходила в процессе сборки ротора по углу осевого шпоночного паза. Допустимые напряжения от горячей посадки диска с натягом превосходили предел прочности материала его вследствие значительных местных напряжений, вызванных отсутствием плавного перехода (закругления) в углу шпоночного паза. Качество материала диска при этом, как показала проверка его, было безукоризненно.

В конструкциях обода диска с Т-образным пазом щеки диска могут испытывать значительные изгибающие напряжения, ведущие к боковому раскрытию обода. Для уменьшения этих напряжений в рабочих лопатках предусматриваются заплечики, охватывающие выступы на ободе и таким образом препятствующие раскрытию щек обода.

Качество пара в эксплуатации также может косвенным образом влиять на механическую прочность турбинных дисков. На одной из паровых турбин было обнаружено повреждение двух дисков ротора высокого давления, причем на одном из них произошел обрыв обода по дуге на протяжении 350 мм. Травление и осмотр полотна диска выявили наличие радиальных трещин на обеих сторонах диска, идущих от разгрузочных отверстий в виде сетки тонких трещин к отверстиям под заклепочное соединение лопаток, имевших впльчатый хвост. Проверка качества материала диска показала на отсутствие каких-либо дефектов в нем. Произведенным обследованием турбины было установлено, что вследствие отложения натриевых солей и щелочи в проточной части турбины происходили частые промывки ее, при этом иногда допускались большие скорости снижения и повышения температур диска.

Причинами образования трещин явились значительные тепловые напряжения, вызванные неправильным режимом промывки турбины; большое содержание солей и щелочей в паре способствовало также интенсивному развитию трещин [44].

В современных паровых турбинах насадные диски применяются только для роторов низкого давления и частично для роторов среднего давления. Роторы высокого давления и передняя часть комбинированных роторов среднего давления изготавливаются из цельнокованых заготовок. Ограничительным фактором применения насадных дисков в передней части паровых турбин является высокая температура пара, вызывающая в материале дисков явление ползучести, приводящее через сравнительно короткое время к ослаблению посадки дисков и вибрации турбины. В практике турбостроительных заводов при температуре пара выше 300–350°С насадные диски уже не применяются.

В паровых турбинах, работающих с начальными параметрами пара давлением 29 атм и температурой 400°С, на роторах с насадными дисками в зоне наиболее высоких температур пара наблюдалось уменьшение посадочных натягов в дисках вплоть до их полного исчезновения.

МАТЕРИАЛЫ И ЗАГОТОВКИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ТУРБИННЫХ ДИСКОВ

Для насадных дисков паровых турбин материал рекомендуется выбирать в соответствии с техническими условиями МТМ 20 5-54 [17]. Поковки дисков из этих марок стали изготавливаются шести категорий (по прочности).

Так как пластичность материала имеет большое значение для последующей работы диска в турбине, то термическая обработка заготовки

диска должна производиться с расчетом получения минимально необходимых (в соответствии с расчетом диска) свойств прочности σ_t и σ_c , т. е. категорий прочности, и с максимальными при этом свойствами пластичности ψ и δ . Важную роль для оценки качества материала диска играет ударная вязкость a_k , позволяющая оценивать способность материала противостоять динамическим нагрузкам, а также позволяющая выявлять дефекты в материале, которые не улавливаются при других видах испытаний.

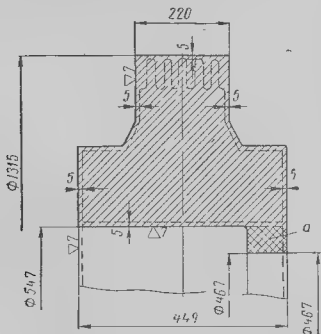
Применяемые материалы для дисков газовых турбин, работающих при значительно более высоких температурах газа, чем диски паровых турбин, приведены на стр. 125

Поковки дисков подвергаются на заводе-поставщике термической обработке после предварительной обдирки с оставлением минимального припуска для лучшей прокаливаемости около 5 мм на сторону (рис. 6-3), кроме втулочного отверстия, где предусматривается больший припуск для взятия проб. В таком виде и поставляются поковки дисков турбостроительному заводу. Режим термической обработки устанавливается для каждого диска в зависимости от химического состава его материала, размеров поковки и требуемых механических свойств (т. е. категории прочности). Для получения минимальных остаточных напряжений после отпуска производится медленное охлаждение. Технологический процесс изготовления поковки разрабатывается заводом-поставщиком поковки. При изготовлении поковки нельзя допустить, чтобы ковка, предварительная обдирка и термическая обработка производились на разных заводах, потому что, как показывает опыт, такое разделение работ может привести к резкому ухудшению качества материала диска.

К металлургическому производству поволоков дисков предъявляются очень высокие требования. Сталь для поволоков должна изготавливаться в кислых мартеновских печах и основных электрических печах. Кислая мартеновская сталь имеет пониженное содержание неметаллических включений и более равномерное распределение ударной вязкости по сечению поковки. Сталь, полученная в основных печах, содержит большое количество водорода, что способствует возникновению флокенов и поэтому ее применение допускается только для дисков категории I.

Рис. 6-3. Поковка диска.

Пунктиром показан чистовой контур диска;
а — проба для испытания



Из одного слитка изготавливается только одна поковка, так как при увеличении слитка внутренние дефекты (вследствие его большей загрязненности) получают значительное развитие. Верхняя, прибыльная часть слитка, в которой сосредотачивается усадочная рыхлость и которая является наиболее загрязненной, перед ковкой подлежит отрезке. Ковка слитка придает ему необходимую форму и повышает однородность металла. Так как центральную часть диска невозможно хорошо проковать, производится прошивка этой части диска, что повышает качество материала и позволяет проводить тщательный контроль ступицы диска. Таким образом, изготовление поволоков дисков и термическая обработка

их должны выполняться по технологическому процессу, обеспечивающему высокое качество поковки с минимальными внутренними остаточными напряжениями.

Технологическая схемаковки турбинного диска из материала 34ХН3М представлена на рис. 6-4: а — исходный слиток; б — ковка цапфы под патрон; слиток обжимается по цилиндру и обрубается концы заготовки (уков по втулке примерно 1,4); температура началаковки не выше 1200°C , конца не ниже 800°C ; в — осадка заготовки и прошивка отверстия (уков 3,4), температура началаковки 1200°C ; г — вытяжка на оправке (уков по втулке 1,8), температура концаковки 800°C . Промежуточный отжиг благоприятно действует на прошивную поковку в отношении удаления из металла водорода и таким образом способствует появлению флокенов; д — осадка заготовки и оттяжка полотна с одного торца раздвижными бойками; е — осадка на кольце и оттяжка полотна со второго торца раздвижными бойками (уков по втулке 1,8), температура началаковки 1200°C ; ж — вторая прошивка отверстия и правка торцов [13].

Уков и осадка слитка при различных операцияхковки необходимы для полного измельчения литой структуры слитка, устраняют крупнозернистое строение металла, вызванное нагревом его до высоких температур, и позволяют избежать брака по внутренним дефектам в поковке. Вес поковки составляет примерно около 60% от веса слитка, остальное — отходы и угар.

После изготовления поковки и отжига производится предварительная механическая обработка ее, а затем термическая, состоящая из закалки в масле с последующим отпускком.

КОНТРОЛЬ И ПРИЕМКА ПОКОВОК ДИСКОВ

Как по условиям металлургического производства, так и по требованиям, которые предъявляются к дискам в эксплуатации, поковки дисков относятся к ответственным заготовкам, а потому, кроме обычной проверки качества материала по механическим свойствам, химическому составу, металлографическому анализу, производятся еще специальные испытания, позволяющие всесторонне судить о качестве материала диска и об отсутствии в нем каких-либо пороков. Перечисленные ниже контрольные испытания проводятся на металлургическом заводе-изготовителе поковки после обдирки и термической обработки и, как правило, в дальнейшем повторяются на турбостроительном заводе.

1. **Определение остаточных напряжений.** При изготовлении поковки диска после ее термической обработки, в особенности из-за неправильно выбранного режима охлаждения, могут возникнуть тангенциальные остаточные напряжения.

Появлению остаточных напряжений может, в известной мере, способствовать и механическая обработка поковки диска (если она проводится на больших режимах резания). При работе турбины остаточные напряжения в таком диске будут складываться с напряжениями от центробежных

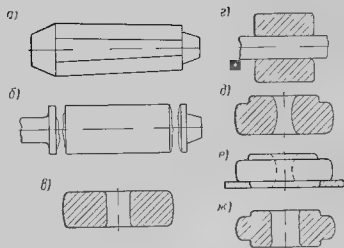


Рис. 6-4. Технологическая схемаковки диска

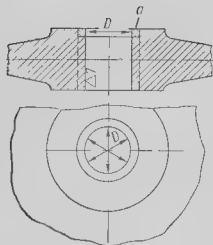


Рис. 6-5. Схема замеров кольца для определения остаточных напряжений

сил, что поведет к снижению механической прочности материала диска и может вызвать его разрушение. Остаточные напряжения при продолжительном действии высоких температур в турбине могут вызвать также коробление диска (в особенности тонкого), нарушение нормальных осевых зазоров в проточной части и некоторую разбалансировку ротора. Поэтому выявление величины остаточных напряжений является очень важным контрольным испытанием материала турбинных дисков.

Определение остаточных напряжений обычно производится методом измерения деформации от резанных от втулки колец сечением 25×25 мм при внутреннем диаметре кольца > 205 мм и сечением 15×15 мм от торца ступицы при меньшей величине этого диаметра. Вырезанное кольцо, освобожденное от влияния на него всей массы

поковки, в зависимости от остаточных напряжений будет в большей или меньшей степени деформироваться, и замер величины этой деформации позволит вычислить остаточные напряжения.

Согласно техническим условиям на поставку поволоков дисков допускаются следующие значения остаточных напряжений:

- 1) для дисков с наружным диаметром (чистовым) 600—1000 мм не более 4 кг/мм^2 ;
- 2) для дисков с диаметром свыше 1000 мм не более 5 кг/мм^2 ;
- 3) для дисков с наружным диаметром менее 600 мм контроль остаточных напряжений не производится.

Порядок определения остаточных напряжений методом вырезки колец следующий: в месте отрезки кольца втулочное отверстие зачищается (обработка не менее $\nabla 7$) и по трем различным направлениям замеряется диаметр с точностью до $0,01$ мм (рис. 6-5). Затем производится вырезка кольца a размером 25×25 мм или 15×15 мм в зависимости от диаметра втулочного отверстия, при этом отрезка идет сначала со стороны торца ступицы, а потом по диаметру отверстия. Во избежание нагрева кольца при отрезке его и возникновения при этом дополнительных остаточных напряжений резание производится при минимальных режимах (скорость резания $7-9 \text{ м/мин}$ и подача $< 0,08 \text{ мм/об}$) с большим охлаждением. Через 30 мин после отрезки кольца (для охлаждения его до температуры помещения) вторично замеряется его внутренний диаметр в местах первоначальных замеров с точностью до $0,01$ мм. Замер производится тем же инструментом и желательно тем же лицом. Определяется среднее значение диаметра до и после вырезки кольца и разность этих средних значений характеризует величину деформации кольца.

Величина остаточных напряжений σ_c вычисляется по формуле

$$\sigma_c = E \frac{\Delta D}{D},$$

где σ_c — тангенциальные остаточные напряжения в кг/мм^2 ,

D — замеренный внутренний диаметр кольца в мм;

ΔD — деформация кольца, т. е. разность его средних внутренних диаметров до и после вырезки;

E — модуль упругости ($20\,000 \text{ кг/мм}^2$).

В дисках с внутренним диаметром втулочного отверстия больше 300 мм кольца для определения остаточных напряжений рекомендуется

вырезать из средней трети по высоте втулочного отверстия, учитывая меньшую прокаливаемость этой части ступицы при термообработке и, следовательно, возможность увеличения остаточных напряжений.

Остаточные напряжения в поковках могут определяться также при помощи тензометрических датчиков. Сущность этого метода заключается в том, что на исследуемом участке детали сверлится цилиндрическое отверстие, которое нарушает равновесие напряженного состояния. Происходит перераспределение напряжений, и процесс деформирования, соответствующий этому перераспределению, фиксируется при помощи заранее установленных тензометрических датчиков (датчиков сопротивления).

В случае, если при контроле остаточных напряжений величина их превышает указанные выше допустимые значения, поковки подвергаются дополнительному отпуску для снятия этих напряжений с повторным последующим испытанием на новых кольцах остаточных напряжений.

2. Проверка на флокены и другие несплошности металла. Поверхности втулочного отверстия и торцов ступиц диска проверяются методом травления на выявление флокенов и других несплошностей металла. Флокены представляют собой несплошности в металле, которые обнаруживаются после травления на обработанной поверхности детали в виде тонких извилистых трещин. Длина их бывает разной — от долей миллиметра до 20 и более миллиметров. В поковках дисков флокены чаще встречаются в ступицах дисков, чем в полоте и ободке, которые подвергаются лучшему укову. Флокены представляют большую опасность для последующей работы изделия, так как они снижают прочность стали и, являясь трещинами с очень острыми концами, создают значительные концентрации напряжений в диске, вызывающие дальнейшее развитие трещин и приводящие к его разрушению. Наиболее распространенное объяснение природы возникновения флокенов заключается в предположении, что растворившийся в жидкой стали водород, выделяясь в известных условиях в микропоры, всегда имеющиеся в стали, может создать значительные напряжения, приводящие к разрывам, т. е. к флокенам.

В практике турбостроения испытание образцов, взятых из поковок дисков и роторов, пораженных флокенами, показало резкое снижение свойств прочности, пластичности, ударной вязкости и выносливости. Вследствие этого поковки дисков и роторов, в которых при контроле материала выявлены флокены, подлежат забраковке.

Одним из распространенных методов контроля на флокены является метод макротравления. Торцы ступицы и втулочное отверстие диска обрабатываются с чистой $\nabla 7$ с припуском: при контроле на металлургическом заводе после термообработки по 5 мм на сторону, на турбостроительном заводе при повторном контроле 0,5 мм по втулочному отверстию и по 1,5—2,0 мм на торцах ступицы. Проверяемые поверхности диска полируются, тщательно обезжириваются ватой, смоченной бензином. Само травление производится сначала 15-процентным водным раствором персульфата аммония в течение 10—15 мин, а затем 10-процентным водным раствором азотной кислоты также в течение 10—15 мин. По окончании травления поверхности промываются водой и высушиваются фильтровальной бумагой. Осмотр травленных поверхностей производится дважды: первый раз через 10—15 мин после травления и второй через 12—24 ч.

В процессе травления кислота проникает в невидимые трещины и разъедает их кромки, благодаря чему флокены становятся хорошо видимыми невооруженным глазом. Крупные флокены обнаруживаются уже в процессе травления, более мелкие выявляются значительно позже (через 12—24 ч).

Травлением выявляются не только фкены, но и разные неметаллические включения. По техническим условиям на поставку поковок дисков на шлифованной поверхности допускаются только отдельные шлаковые включения.

3. Проверка равномерности распределения серы и фосфора. Сера и фосфор являются вредными примесями; большие скопления их снижают механические свойства стали и, следовательно, влияют на эксплуатационную надежность изделия. Поэтому в технических условиях на поставку поковок дисков и валов обязательно оговариваются верхние пределы содержания серы и фосфора. Но важна не только количественная величина их; очень большое значение для ответственных деталей турбин, работающих с высокими напряжениями, имеет равномерное распределение серы и фосфора в них. Проверка равномерности распределения серы и фосфора производится при помощи снятия серных отпечатков. Этот контроль и дает возможность выявления степени загрязненности материала диска сернистыми включениями и характер их распределения. Снятие серных отпечатков производится в местах наибольшего скопления сернистых включений. Для дисков такими местами являются торцовые поверхности ступицы и втулочное отверстие. Поверхность, подлежащая контролю, в виде полос шириной не менее 90 мм обрабатывается с чистотой $\nabla 7$ и тщательно обезжиривается бензином.

Засвеченная контрастная фотобумага в течение 5 мин смачивается 5-процентным водным раствором серной кислоты, затем осторожно накладывается светочувствительной стороной на испытываемую поверхность детали и выдерживается на ней 3—5 мин. Сернистые включения в металле взаимодействуют с серной кислотой, в результате чего выделяется сероводород, который, в свою очередь, вступает в реакцию с бромистым серебром фотобумаги. В местах скопления серы на фотобумаге появляются темнокоричневые точки сернистого серебра. Бумага, снятая с детали, промывается водой и помещается на 10 мин в 10-процентный раствор гипосульфата для фиксирования. Затем отпечатки промываются в течение 10 мин проточной водой и просушиваются. Оценка результатов серной пробы производится по пятибалльной шкале Ново-Краматорского завода. Результаты для дисков считаются удовлетворительными, если отпечатки соответствуют трем первым баллам шкалы, четвертый и пятый считаются браковочными.

4. Ультразвуковой контроль. До внедрения в практику контроля материалов ультразвуковой дефектоскопии выявление внутренних пороков в дисках было невозможно.

Ультразвуковая дефектоскопия позволяет проверить наличие пороков и характер их внутри диска любой величины — трещины, флокены, неметаллические включения и т. п. Сущность этого метода заключается в том, что ультразвуковые колебания, являющиеся упругими колебаниями очень высоких частот, получаются обычно с помощью пластины из пьезокварца, расположенной между двумя металлическими обкладками. На обкладки подается переменное напряжение от генератора высокой частоты, под влиянием которого кварцевая пластина начинает колебаться с той же частотой.

Эти колебания посылаются с помощью масляной среды в испытываемое изделие, в котором они распространяются со скоростью звука. Если металл, в котором распространяются ультразвуковые колебания, имеет дефекты, то будет происходить отражение колебаний от этих дефектов.

Кварцевая пластина оформляется в виде кварцевого щупа, соединенного с импульсным генератором гибким проводом. Исследуемое место изделия обрабатывается под $\nabla 7$, смазывается тонким слоем масла, щуп

прикладывается к смазанной поверхности и передвигается по ней; ультразвуковые импульсы, перемещаясь в толще изделия, отражаются от пороков, если таковые есть, и от задней стенки изделия. Отраженные импульсы возвращаются обратно и воздействуют на приемную кварцевую пластину, вызывая появление в ней электрических разрядов. На экране осциллографа импульсы, отраженные от пороков и от задней стенки, проектируются в виде всплесков. По расстоянию между ними можно судить о глубине залегания дефекта.

В качестве прибора для такого контроля применяется ультразвуковой дефектоскоп УЗД-7Н на рабочей частоте 2,5 мГц.

Обычно ультразвуковому контролю подвергается ступица диска, как наиболее подверженная дефектам. В некоторых случаях в тяжелых дисках с толщиной обода свыше 250 мм проверяется также и обод его. При обнаружении ультразвуковым дефектоскопом флокенов или трещин вне зависимости от количества и размеров дефекта диск бракуется.

Наиболее четко при применении ультразвукового метода выявляются дефекты, расположенные перпендикулярно к направлению звука. По этому контроль этим методом надо проводить по возможности в разных направлениях.

Иногда для контроля поверхностных пороков — трещин, пор и т. п. применяется также люминесцентный метод. Сущность его заключается в том, что некоторые вещества под влиянием ультрафиолетовых световых лучей сами светятся. Такими веществами, например, являются минеральные масла. Если их смешать с керосином и нанести на проверяемую поверхность, то такая смесь проникнет во все самые малые поверхностные дефекты, будет светиться при облучении ее и таким образом поможет выявить дефекты. Ультрафиолетовые лучи получают от ртутнокварцевых ламп, наполненных неоном.

5. Приемка поковок диска. Отдел технического контроля завода-поставщика поковки производит проверку химического состава, наружный осмотр и проверку размеров заготовок дисков, определяет механические свойства и твердость их, проверяет макроструктуру по результатам травления и серных отпечатков и остаточные напряжения. Из колец для определения остаточных напряжений вырезаются образцы для механических испытаний в тангенциальном направлении, т. е. от ступицы диска, как наиболее напряженной части диска. Юдцей при этом меньшие значения механических свойств материала.

Ввиду ответственного назначения поковок дисков, все испытания производятся на образцах, взятых от каждой поковки. Контроль твердости *НВ* проводится в двух диаметрально противоположных точках обода и двух диаметрально противоположных точках ступицы. Колебания твердости допускаются до *НВ* 40 между ободом и ступицей и до *НВ* 30 между отдельными точками обода или ступицы. Испытание твердости производится только для проверки однородности термической обработки поковки и является факультативным. Механические свойства определяются: разрыв на одном образце, ударная вязкость — на двух и холодный загиб — на одном. При неудовлетворительных результатах производится повторное испытание на удвоенном количестве образцов для того вида испытания, который показал неудовлетворительные результаты. При отрицательных результатах повторного испытания поковка бракуется.

На каждую принятую поковку диска ОТК завода-поставщика составляет паспорт, в котором указывается номер чертежей поковки диска и готового диска, номер плавки, химический анализ, режимы отжига и термической обработки, механические свойства поковки, величина остаточных напряжений, результаты проверки на отсутствие флокенов

и шлаковых включений, серной пробы, ультразвукового контроля и дается окончательное заключение о годности поковки.

На турбостроительном заводе производятся повторные испытания по всем видам контроля, проведенного на металлургическом заводе. Необходимость таких повторных контрольных испытаний обусловливается ответственным назначением поковки диска.

На некоторых зарубежных заводах такого тщательного повторного контроля заготовок диска не производится, испытания на турбостроительном заводе заменяются разгонной пробой окончательно обработанного диска, но с некоторым припуском по втулочному отверстию в специальной разгонной яме. О результатах такого испытания судят по замерам диаметра втулочного отверстия до и после разгона и по внешнему осмотру диска.

Примерная стоимость поковок дисков в ободранном и термически обработанном виде из стали марок 34ХН1М и 34ХН3М 1000 руб/м.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ДИСКОВ

Механическая обработка дисков должна удовлетворять следующим требованиям.

1. Втулочное отверстие должно обрабатываться по диаметру с допуском $\pm 0,05$ мм, что соответствует 1—2-му классам точности. Овал и конус втулочного отверстия допускается в пределах 0,02—0,03 мм. Допуск по длине втулочного отверстия (толщине ступицы) может колебаться в пределах $\pm 0,05 \div \pm 0,1$ мм в зависимости от длины его. Чистота обработки втулочного отверстия и торцов ступицы должна быть не ниже $\nabla 7$, а остальных поверхностей — $\nabla 6$.

2. Обод диска должен обрабатываться по специальному чертежу профиля хвостовой части лопатки и обода диска.

3. Полотно диска должно обрабатываться по шаблону с допускаемым просветом до 0,15 мм.

4. Допустимое биение: торцовых поверхностей ступицы до 0,03 мм, обода диска до 0,05 мм и по окружности (радиальный) ступицы 0,03—0,05 мм, обода до 0,05 мм.

5. Боковые поверхности осевого шпоночного паза должны выдерживаться параллельно оси расточки диска и между собой — допустимое отклонение по всей длине 0,03 мм. Перекос боковых граней паза в радиальном направлении не более 0,03 мм. Закругление выполняется возможно большим радиусом (не менее 3 мм).

6. Ширина осевого и радиального (торцового) шпоночного паза должна выполняться по 3-му классу точности.

7. На шпоночных пазах, особенно осевых, никаких рисок и уступов во избежание концентрации напряжений совершенно не допускается.

8. Все острые кромки, переходы, если нет специальных указаний на чертеже, должны закругляться радиусом 0,5 мм или снимаются фаски $0,5 \times 45^\circ$.

9. Пароразгрузочные отверстия должны выполняться под развертку очень чисто, без всяких рисок, с закруглениями достаточного радиуса.

10. При Т-образных пазах в диске под лопатки вырезы под замковые лопатки должны быть расположены под углом 90° к осевому шпоночному пазу.

11. Размеры без допусков должны выполняться по 7-му классу точности.

На высокое качество механической обработки диска влияет правильный выбор технологических баз.

Конструкторскими базами, определяющими положение диска на роторе, являются втулочное отверстие и торец ступицы диска, которым он упирается в галтель или в специальное кольцо на валу; все конструкторские размеры увязаны с этими двумя базами.

Вполне уместно в данном случае за технологические базы в процессе разработки технологии механической обработки диска принять указанные выше конструкторские базы. Для согласования этих баз между собой в одной из первых операций обработки диска сторона упора диска (указывается на чертеже) обрабатывается за одну установку с втулочным отверстием. Отклонение перпендикулярности торца к образующей отверстия (т. е. бинение) не должно превышать 0,02 мм.

Технологический процесс механической обработки диска, исходя из этих двух баз, предусматривает: все цилиндрические поверхности обода, тела и ступицы должны быть концентричны с втулочным отверстием диска, все торцовые поверхности обода и ступицы должны быть параллельны торцовой базе со стороны упора и соответствовать размерам чертежа.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ДИСКОВ

В качестве примера рассмотрим технологию обработки последнего диска паровой турбины К-200-130 в исполнении ЛМЗ (рис. 6-6). Поковка диска поступает на завод в ободранном и термообработанном виде с приложением паспорта завода-поставщика поковки с указанием результатов всех приемных испытаний ее (см. рис. 6-3). Бюро контроля материала (БКМ) отдела технического контроля турбостроительного завода сверяет соответствие полученной поковки (по клеймам) с паспортом ее, а также сверяет все результаты испытаний качества материала с техническими условиями на поставку заготовки. Только после этого БКМ дает разрешение на допуск поковки в производство.

Самый процесс механической обработки состоит из трех этапов:

- 1) операции, связанные с контролем материала диска;
- 2) операции по созданию технологических баз;
- 3) все прочие операции по обработке диска.

Операции по первым двум этапам предпочитают производить на токарно-карусельном станке, так как обработку базовых поверхностей (втулочного отверстия и торцовой поверхности ступицы со стороны упора) с требуемой точностью за одну установку возможно выполнить лучше всего на карусельном станке. Дальнейшие операции могут производиться на токарно-лобовом, токарно-центровом или карусельном станке в зависимости от конструкции диска.

Диски с Т-образным пазом у лопаток для удобного выхода стружки предпочтительнее обрабатывать на токарно-лобовом станке, при этом удобства крепления и повышения точности установки диска добиваются посредством специальной оправки, проточенной на этом же станке.

Первый этап механической обработки включает операции по повторному контролю материала диска на поверхностях, обработанных уже с меньшими припусками, а также и по определению остаточных припусков в нем.

Вырезаются кольца из втулки с выполнением требований, указанных на стр. 102, и в случае удовлетворительных результатов испытания на остаточные напряжения остатки пробы во втулочном отверстии срезаются и оно

▽ 6 остальной

Вид М

Профиль вала № 740

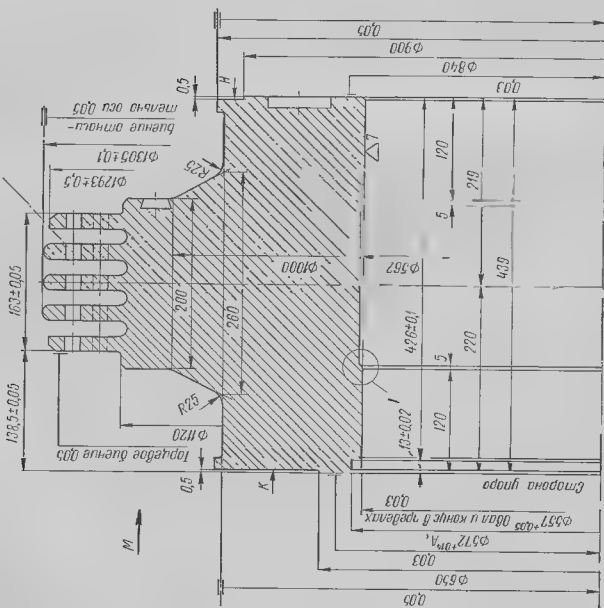


Рис. 6-6. Рабочее колесо № 31 турбины К-200-130

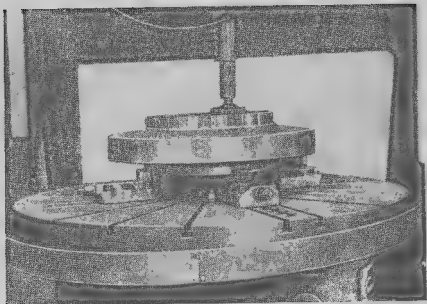


Рис. 6-7. Шлифование внутреннего отверстия диска на карусельном станке

растачивается с припуском 0,5 мм, а торцовые поверхности ступицы подрезаются с припуском в 1,5 мм на сторону с чистотой обработки $\nabla 7$. Шлифование втулочного отверстия производится при помощи шлифовальной машинки, закрепленной в резцедержателе (рис. 6-7).

Контроль этих поверхностей начинается со снятия серных отпечатков (так как после них не требуется дополнительная зачистка поверхности), затем производится травление на выявление флокенов и неметаллических включений. После этого производится ультразвуковая дефектоскопия с одного из торцов ступицы диска.

По проведении этих контрольных испытаний диск протачивается кругом (кроме втулочного отверстия и торцов ступицы) на карусельном станке с припуском по 3 мм на сторону. Эта операция носит до некоторой степени также контрольный характер, так как по поведению стружки можно судить об отсутствии поверхностных дефектов (трещинок, песчинок и прочих несплошностей), которые вызывают ломкость стружки. Профиль обода при этом точится с припуском 3 мм только по наружным размерам.

Некоторые заводы производят контроль на серу, макротравление и ультразвук по ступице и ободу после обработки всего диска кругом с припуском по 3 мм на сторону и полирования проверяемых мест.

При удовлетворительных результатах всех этих проверочных операций диск ставится на карусельный станок стороной упора вверх; подрезается этот торец «как чисто» (с минимальным снятием стружки), за эту же установку окончательно растачивается втулочное отверстие диаметром $557^{+0}_{-0,03}$, по возможности на нижнем пределе допуска, и затем при помощи шлифовальной машинки, устанавливаемой в резцедержателе станка, полируется на 0,03—0,05 мм (все в пределах чертежного допуска). Если втулочное отверстие имеет в середине выточку диаметром 562, как показано на рис. 6-6, то она протачивается предварительно до окончательной расточки втулочного отверстия. Далее растачивается выточка диаметром 572 А₈ со стороны упора под распорное кольцо на валу (в случае упора диска в галтель на валу на диске протачивается фаска). Затем при той же установке подрезается второй (нижний) торец в размер по толщине ступицы $426 \pm 0,1$ и в радиальном направлении, насколько позволяет крепление диска на планшайбе (рис. 6-8 — показано жирной линией). Такой порядок обработки позволяет при перекантровке диска в процессе его

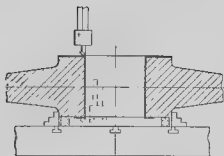


Рис. 6-8. Обработка втулочного отверстия и торцов ступицы диска

дальнейшей обработки производить правильную установку его на станке с проверкой по индикатору с точностью до $0,02$ мм по этим базовым поверхностям (втулочному отверстию и торцам ступицы), обрабатываемым за одну установку.

Все последующие операции обработки диска входят в третий этап. Окончательно торец диска обрабатывается со стороны упора с необходимой обнизкой в $0,5$ мм по диаметру 650 мм (поверхность K — рис. 6 б) для увеличения зазора между торцами двух соседних дисков по периферии, что уменьшает опас

ность касания их при тепловом расширении во время работы. Протачивается обод диска в размер $138,5 \pm 0,05$ со стороны упора, профиль полотна диска и профиль гребня (по специальному чертежу профиля). За эту же установку протачивается сторона H на $0,5$ мм на диаметре 840 мм и с этой же стороны полностью подрезается торец ступицы, проточенный ранее только до опор (кулачки пахотятся во втулочном отверстии). Диск перекаптовывается, новая его установка проверяется по индикатору, по уже обработанным поверхностям с точностью до $0,02$ мм и точится профиль полотна с правой стороны с канавкой для балансировочного груза. Этим заканчивается токарная обработка, и диск на станке сдается ОТК с проверкой на биеение.

При жестких дисках, имеющих по сравнению с наружным диаметром незначительную толщину тела диска и малую толщину ступицы, полотно и обод их обрабатываются на станке с частыми перекаптовками с небольшим спятием стружки и малыми скоростями резания во избежание нагрева и коробления диска. Крепление такого диска на станке проверяется при помощи индикаторов для исключения деформации его уже в этот момент.

При токарной обработке диска на токарно-лобзовом станке для повышения точности обработки и для удобства диск устанавливается на оправке, которая по своему наружному диаметру протачивается на этом же станке на $0,02$ мм меньше, чем диаметр втулочного отверстия. При посадке диска на оправку и в дальнейшем при его перекаптовке на оправке диск проверяется индикатором по базовым поверхностям с точностью до $0,02$ мм (рис. 6 9). Некоторые заводы применяют регулируемые оправки, не требующие обработки и годные для ряда диаметров втулочных отверстий дисков.

Обработка полотна диска сложного профиля производится на карусельном станке путем установки специального копирного приспособления.

При конструкции дисков с пальцевыми втулками (см. рис. 6-2, г) обработка их производится следующим образом. Диск точится кругом с припуском $1,5 - 2$ мм на сторону и проходит необходимые контрольные испытания по материалу. Затем втулочное отверстие растачивается окончательно по чертежу и по формуляру, снятому с втулочного отверстия, обрабатывается наружный диаметр втулки (при возможности шлифования отверстия в диске и, следовательно, получения диаметра его в пределах необходимого допуска можно обойтись без формулярной обработки). Втулка запрессовывается в диск без натяга, просверливаются радиальные отверстия во втулке совместно с диском с припуском около 2 мм при помощи угловой машинки или специальными бормашинками, закрепленными в радиальновертикальном станке. Затем отверстия зенкеруются и развертываются; допускаемое отклонение при этом от радиального направления

не более 0,08 мм на 100 мм. Для повышения точности расположения отверстий применяются специальные кондукторы. После запрессовки пальцев в отверстия производится окончательная обработка дисков: сначала растачивается втулочное отверстие с необходимым натягом для посадки на вал, затем обрабатываются торцы ступицы (все за одну установку) и далее все прочие поверхности диска, как в любом другом диске [42].

По окончании токарной обработки диски поступают на разметочную плиту для разметки пароразгрузочных отверстий (если таковые предусмотрены конструкцией) и разметки осевых или торцовых шпоночных пазов в соответствии с чертежом. Число пароразгрузочных отверстий предусматривается обычно нечетное, 5 или 7, во избежание ослабления диска в случае его вибрации. Если отверстия будут лежать на одном диаметре друг против друга, то это скажется на прочности диска. Диаметр их в разных дисках колеблется от 30 до 60 мм, точность обработки по 4-му классу, поверхность отверстий должна быть без рисков, совершенно чистой; радиусы закруглений в отверстиях (переход от отверстия к полотну диска) выполняются не менее 5 мм и тщательно зачищаются. Сверление отверстий производится по разметке на радиально-сверлильном станке с допустимым отклонением по шагу $\pm 0,5$ мм.

В конструкциях дисков с вильчатой посадкой лопаток на заклепках для сверления пароразгрузочных отверстий применяется кондуктор, предназначенный для сверления отверстий под заклепки. В случае конической или криволинейной формы полотна диска во избежание поломки сверл отверстия предварительно сверлятся коротким сверлом диаметром 10–15 мм для зацентровки, затем сверление производится нормальным сверлом. При этом усложняется и обработка галтелей пароразгрузочных отверстий, так как на наклонной поверхности необходимо выдержать один и тот же радиус галтели по всей окружности отверстия. Для соблюдения этого требования при горизонтальной установке диска на столе станка зенковку для обработки галтелей устанавливают шарнирно, что и обеспечивает одинаковый радиус галтели. ЛМЗ обрабатывает галтели на радиально-сверлильном станке с установкой диска на специальном поворотном столпике, допускающем изменение положения диска под углом

Рис. 6-9. Механическая обработка диска на токарно-лобовом станке



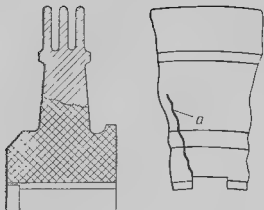


Рис. 6-10. Трещина в ступице диска, начинающаяся от угла шпоночного паз

по отношению к горизонтальной плоскости, что позволяет обрабатывать галтель с перпендикулярным положением шпинделя к поверхности полотна диска.

Очень серьезные требования по точности и чистоте предъявляются к обработке осевых шпоночных пазов в дисках.

В практике ЛМЗ было пять случаев образования трещин в дисках [44], и во всех этих случаях трещины *a* шли от угла шпоночного паза и выходили на полотно диска (рис. 6-10). Испытание материала дисков показало их хорошее качество. Причины появления трещин заключались в совокупности отклонений, допущенных при выполнении шпоночных соединений и при посадке дис-

ков на вал: острая подрезка углов шпоночного паза, недостаточная чистота (со следами резца) обработки его, несоосность шпоночного паза в диске со шпоночной канавкой на валу, перекося диска при его посадке на вал, наличие натяга между шпонкой и диском в радиальном направлении. Некоторые из этих отклонений вызвали дополнительные напряжения, не предусмотренные расчетом, другие же, как, например, острая подрезка углов шпоночного паза, создали большие концентрации напряжений — все это и привело к появлению трещин в дисках, хотя в одном из этих случаев ротор даже ни разу не вращался, т. е. не находился под действием рабочих напряжений.

Для получения шпоночного паза с боковыми гранями, параллельными оси диска, необходима тщательная выверка диска при установке его на столе долбежного станка (если паз обрабатывается долблением). Диск должен быть установлен на столе станка так, чтобы его ось была строго параллельна ходу долбежного резца. Для этого установка диска проверяется:

- 1) на перпендикулярность торца ступицы к направлению перемещения долбяка: в резцедержателе вместо резца устанавливается индикатор, который подводится к торцу ступицы, и путем передвижки стола проверяют показания индикатора, ножка которого перемещается по торцу диска; колебания допускаются не более 0,02 мм;

- 2) на параллельность оси отверстия к направлению перемещения режущего инструмента: индикатор ножкой упирается во втулочное отверстие, и перемещение резцедержателя с индикатором в вертикальном направлении позволяет замерять отклонения образующей втулки от вертикали, колебание при этой проверке также допускается не более 0,02 мм (рис. 6-11, а).

Регулируя положение диска на подставках, добиваются его правильного положения на столе станка.

По окончании долбления шпоночного паза, не снимая диска со станка, вторично производят таким же образом проверку правильности положения диска на станке и перпендикулярности паза к торцу диска (рис. 6-11, б). Кроме того, при помощи специальных шаблонов контролируют ширину и глубину шпоночного паза, радиусы всех переходов в пазе и чистоту обработки наружным осмотром.

Калужский турбинный завод на турбинах малых мощностей, где ширина шпоночных пазов в дисках имеет меньший размер, применяет вместо долбления протягивание пазов на протяжном станке, что повышает точность и чистоту обработки (рис. 6-12).

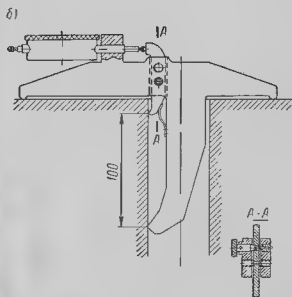
Еще более серьезные требования предъявляются к шпоночным пазам, когда их количество на диске равно двум и более. Несимметричность шпоночных пазов между собой допускается не более 0,05 мм, и долбление их по разметке не дает требуемой точности. В этом случае применяют настройку резца по делительному шаблону и также тщательно проверяют установку диска на станке. При разметке осевых шпоночных пазов и пароразгрузочных отверстий необходимо следить, чтобы не было их совпадения на одном диаметре.

Шпоночные пазы на торце ступицы, применяемые в последних дисках крупных турбин, фрезеруются на расточных станках по разметке и чертежу. Точность выполнения их ширины по 3-му классу.

Для дисков, имеющих посадку лопаток с вильчатым хвостом, отверстия под заклепки сверлятся по кондуктору на радиальносверлильном станке с допуском по диаметру распая отверстий $\pm 0,1$ мм и по торде пага $\pm 0,3$ мм.

Эта высокая точность вызвана тем, что при наборке лопаток отверстия в них должны совпадать с отверстиями в диске как в радиальном направлении, так и по окружности. С учетом допустимых отклонений отверстия в диске, так же как и в лопатках, просверливаются по диаметру па 2 мм меньше чертежного размера. После наборки лопаток на диск зенкерованием и развертыванием отверстий получают их диаметр, соответствующий чертежному, и чистоту без каких-либо черновли и рисок, обеспечивающую работу заклепок только на срез.

Рис. 6-11. Проверка правильности установки диска на долбежном станке (а) и перпендикулярности паза к торцу диска при помощи индикаторного приспособления (б)



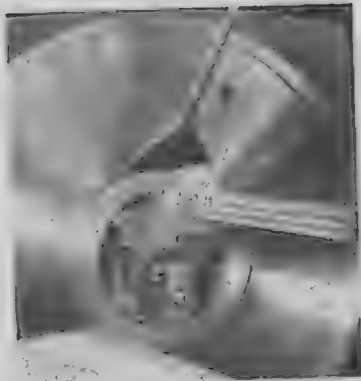


Рис. 6-12. Протяжка шпоночного паза в диске

Ввиду высокой точности расположения отверстий в диске, сверление их по разметке не допускается, а производится при помощи кольцевого кондуктора, накладываемого на диск. Во избежание увода сверла при сверлении, особенно в многовильчатых гребнях обода, сначала сверлят отверстие короткими сверлами, а затем сверлами на всю толщину гребня.

Очень сложной операцией является обработка обода диска под посадку лопаток. Основные размеры сопряжения лопаток и обода диска выполняются по 3-му классу точности, что обеспечивает надежное крепление лопаток в диске. Обод диска для большей части хвостов лопаток обрабатывается на токарных станках, при этом перед

почитают точить на токарно-центровых и токарно-лобовых станках, так как при вертикальном положении диска лучше обеспечивается сброс стружки. Обработка профиля обода диска (паза или гребня) производится с применением большого количества специального режущего и мерительного инструмента.

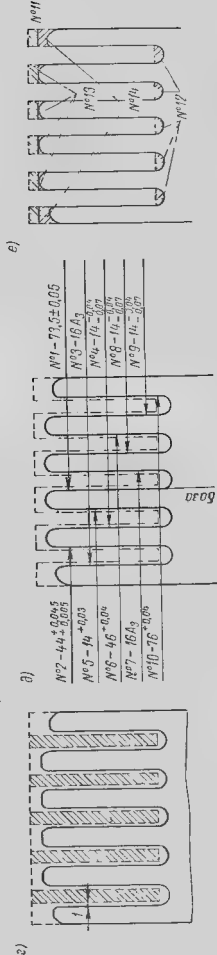
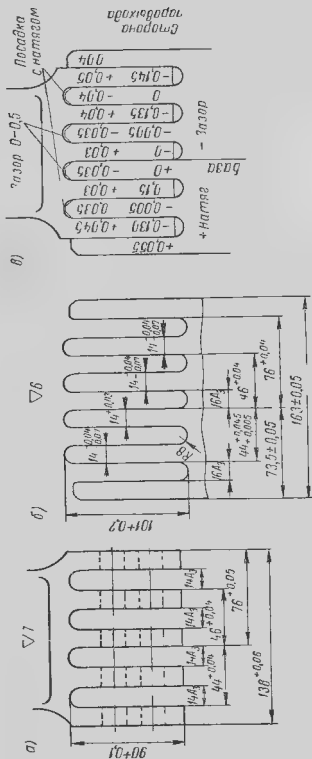
Рассмотрим обработку гребня профилем № 1222 ЛМЗ, приведенного на рис. 6-13. При наборке лопаток с вильчатым хвостом пригонка их по гребню допускается весьма незначительная и поэтому допуски на точность изготовления по хвосту лопатки и гребню диска устанавливаются такие, которые в сопряжении по крайним пределам дают наибольший натяг $-0,055$ мм и наибольший зазор $-0,15$ мм (рис. 6-13, а, б и в). Эти теоретические натяги и зазоры в разных плоскостях сопряжения получаются в результате расчета размерной цепи по крайним значениям допусков. Действительные значения натягов и зазоров в силу теории вероятностей будут меньше указанных выше, что позволяет наборку лопаток производить без припиловки их к гребню (фактически зазоры не ухудшают качества наборки лопаток).

Все поверхности гребней должны быть параллельными ду собой; уклон допускается $0,02 : 100$.

Технологическая схема последовательности переходов обработки гребня увязывается с проставленными на профиле (рис. 6-13, б) размерами от установленной базы и весь мерительный инструмент — скобы и пластины — изготавливается по размерам профиля. Обработка начинается с прорезки всех пазов с припуском 1 мм на сторону (заштрихованные участки на рис. 6-13, г). Затем обработка плоскостей гребней идет в порядке, приведенном на рис. 6-13, д, причем стрелка указывает на обрабатываемую поверхность, порядковый номер обработки поверхности и размер рядом с номером, по которому идет обработка, а на эскизе е — № 11, 12, 13 и 14 — показана последовательность обработки остальных поверхностей.

На рис. 6-14 изображен Т-образный профиль хвоста лопатки и паза в диске № 1238 ЛМЗ (б) и представлена технологическая схема последовательности обработки паза (г).

рис. 6-13. Профиль вильчатого хвоста № 1222 ЛМЭ и схема обработки его: а — профиль хвоста лопатки; б — профиль гребня; в — сопряжение г, д и е — последовательность обработки



Этот профиль хвоста лопаток и паза в диске, метод механической обработки пазов на токарно-лобовом станке и ости лопаток на токарном станке обеспечивают:

- 1) наборку лопаток на диск без пригоночных работ;
- 2) взаимозаменяемость лопаток;
- 3) простоту конструкции и дешевизну оснастки, необходимой для обработки паза и хвоста лопатки;
- 4) возможность легкой установки лопаток на станции (при негабаритности колеса с лопатками);
- 5) надежность в работе.

Для газовой турбины ГТ-25-700 ЛМЗ применил елочный двух-опорный хвост.

Порядок обработки паза виден из рис. 6-16. Сначала в периферийной части будущего паза дисковой фрезой прорезается широкая канавка, соответствующая верхней части профиля, затем в нижней части — более узкая канавка. Предварительный профиль получают черновой профильной фрезой, окончательный — фрезерованием чистовой фрезой. Установка фрез в радиальном направлении проверяется специальным индикаторным приспособлением.

Рис. 6-15. Схема обработки елочного радиального паза на токарно-лобовом станке: а — диск и профиль паза; б — установка диска на станке; в — специальный диск с резцовыми головками

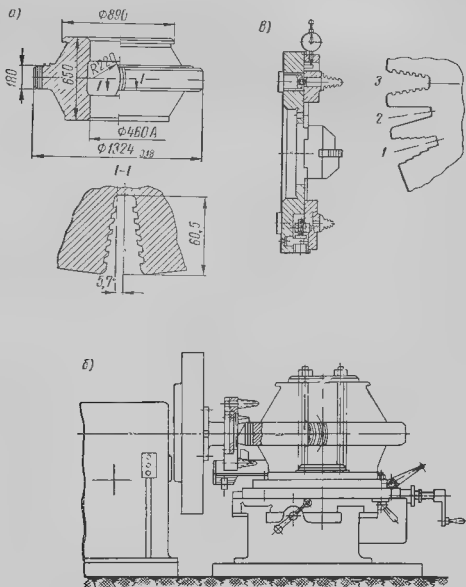




Рис. 6-16. Обработка паза профиля № 1193 на станке

После полной механической обработки до передачи диска на облопачивание некоторые заводы производят контрольную статическую балансировку для проверки правильности обработки диска. Если все цилиндрические поверхности диска не будут строго концентричны, то это может выявиться при его балансировке. При этом снятие небаланса не производится, а только маркируется место для учета при окончательной балансировке после облопачивания.

В последние годы наши отечественные турбостроительные заводы перешли на бесформулярную обработку турбинных дисков. Полная обработка диска с доведением его втулочного отверстия до размеров чертежа выполняется независимо от обработки вала, что исключает пролежывание деталей, упрощает внутрицеховое планирование, делает диски взаимозаменяемыми для соответствующих ступеней вала и пр. (см. рис. 6 7).

АВТОФРИТИРОВАНИЕ ТУРБИННЫХ ДИСКОВ

При посадке дисков на вал применяются натяги, обеспечивающие плотную посадку при нормальных и разгонных числах оборотов примерно на 10% выше рабочего числа оборотов

Обычно величина натяга выбирается из условия, что освобождение диска на валу произойдет не ранее, чем при числе оборотов на 12—20% выше рабочего. Такие большие натяги вызывают значительные напряжения при посадке дисков на вал. Например, в одном из дисков турбины Калужского турбинного завода с наружным диаметром 1000 мм, диаметром втулочного отверстия 200 мм для освобождения диска на валу при числе оборотов 3500 в минуту (нормальное число оборотов составляет 3000 об/мин) выбран натяг в 0,224 мм, вызывающий напряжения при посадке на втулочном отверстии в 2240 кг/см². Для снижения напряжений от посадочных натягов КТЗ применил автофритирование турбинных дисков.

Сущность этого метода заключается в следующем. Если при вращении диска число оборотов его начинает превышать такое, которое вызывает напряжение на втулочном отверстии, равное пределу текучести материала, то в кольцевой части диска, примыкающей к втулочному отверстию, возникнут пластические деформации. При дальнейшем увеличении числа оборотов область пластической деформации будет распространяться в глубь диска в радиальном направлении. Выше этой области в направлении к периферии диска, там, где напряжения еще не достигнут предела

текучести материала, деформации будут носить упругий характер. Если в этот момент прекратить вращение диска, т. е. снять нагрузку, то материал диска в зоне пластической деформации получит остаточную деформацию. Кольцевая часть диска, находящаяся над зоной остаточных деформаций и имевшая при вращении диска (т. е. при нагрузке) упругую деформацию, будет сжимать внутреннюю деформированную зону и создавать в ней остаточные сжимающие напряжения. Если такой диск посадить на вал с натягом, то при вращении его с нормальным рабочим числом оборотов возникающие в расточке его напряжения будут значительно меньшими за счет сжимающих напряжений, созданных при предварительном разгоне диска. При этом зона максимальных напряжений переместится в глубь диска и влияние концентрации напряжений от осевого шпоночного паза не будет столь значительным, как в диске, не подвергнутом автофритированию и имеющем максимальные напряжения во втулочном отверстии.

Применение автофритирования позволяет снизить рабочие напряжения в дисках и использовать материал для дисков меньшей прочности, уменьшить длину ступицы диска, повысить посадочн. пятаги. На рис. 6-2, е показан такой автофритированный диск.

Для автофритирования дисков на Калужском турбинном заводе применяется специальная установка, состоящая из консольного вала, опирающегося на два подшипника скольжения. На одной консоли вала находится одновенечное колесо приводной паровой турбины, а на другой консоли монтируется подлежащий автофритированию диск. Специальная конструкция посадочной втулки под диском обеспечивает плотную посадку диска и при увеличении внутреннего отверстия диска при его разгоне. Для безопасности вся установка во время работы закрывается бронированным кожухом.

Механическая обработка автофритируемых дисков проходит в два приема: сначала диск обрабатывается под автофритирование с припуском по наружному диаметру и диаметру втулочного отверстия по 1,5 мм, по толщине обода 1 мм и по длине ступицы 0,5 мм (Т-образный паз для лопаток не точится). Затем после автофритирования все припуски снимаются на станке, внутренний диаметр втулочного отверстия доводится до чертежного, протачиваются пазы под лопатки.

Применение для автофритируемых дисков более дешевых марок сталей снизило стоимость таких дисков. Каждая турбина имеет на роторе 10—15 дисков, и КТЗ считает, что только по дискам экономия составляет 2000—3000 руб. [14].

ЦЕЛЬНОКОВАННЫЕ И СВАРНЫЕ РОТОРЫ. ВАЛЫ

НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ

Назначение роторов заключается в передаче полученной на рабочих лопатках механической работы генератору для преобразования ее в электрическую энергию или передаче механической работы для технологических целей в других машинах.

По своей конструкции роторы паровых и газовых турбин разделяются на цельнокованные (диски отковываются за одно целое с валом), сварные (отдельные части ротора соединяются между собой путем сварки), наборные (диски насаживаются на вал обычно с натягом), комбинированные (передняя часть ротора цельнокованная, задняя наборная) и барабанные (с наборкой лопаток непосредственно на барабан). Применение той либо другой конструкции связано с условиями работы ротора: температуры пара или газа, уровня напряжений в элементах ротора, типа принятого облопачивания, а также зависит от выбора материала, металлургических возможностей получения того или другого вида заготовки и, в известной мере, от традиций фирмы (турбостроительного завода), привыкшей к исполнению определенной конструкции. Наиболее типовые конструкции роторов приведены на рис. 7 1.

В зоне высоких температур пара паровых турбин (т. е. в части высокого давления и при промежуточном перегреве в части среднего давления) обычно применяют цельнокованные роторы (рис. 7 1, а), так как при этом исключается какая-либо опасность ослабления дисков; конструкция их проще, технологичнее, чем, например, наборных роторов. В эксплуатации цельнокованные роторы показали высокую степень надежности; опасение, что при повреждении какого-либо диска необходимо заменить весь ротор, в практике не подтвердилось. Сложным является производство поковок

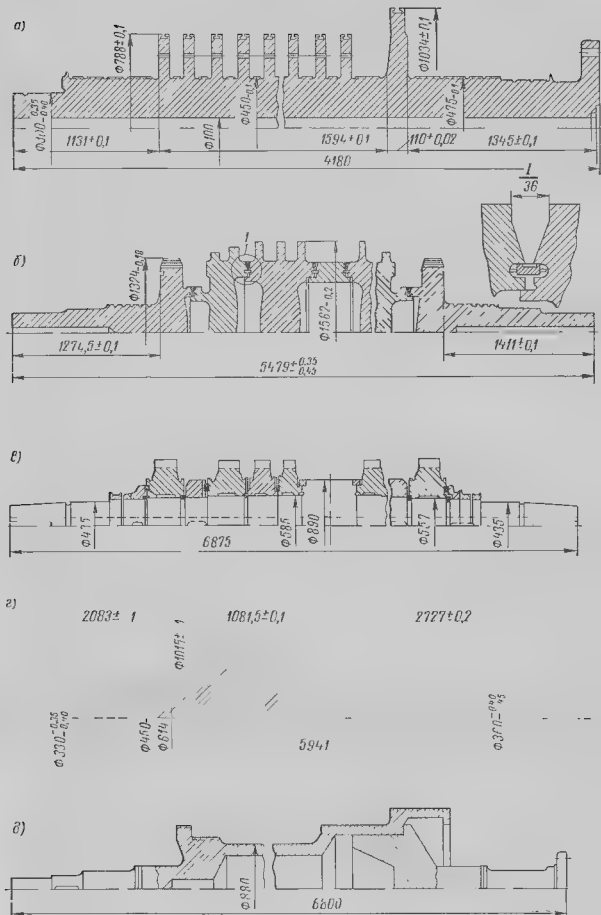


Рис. 7-1. Конструкции роторов

таких роторов и контроль качества материала их, что повышает стелень их отбраковки. Современные способы контроля, кроме общепринятых, например ультразвуковая проверка, перископический осмотр центрального отверстия, тепловая проба и прочие повышают надежность использования их в эксплуатации.

Сварная конструкция ротора низкого давления паровой турбины К 150 130 показана на рис. 7-1, б. Она состоит из концевых шпинделей и промежуточных дисков равной прочности без центрального отверстия, связанных между собой по периферийной части.

Конструкция ротора с наборными дисками дана на рис. 7-1, в. Такие роторы в современных турбинах применяются в части низкого давления, а также в одноцилиндровых турбинах для низких и средних параметров пара, где не приходится опасаться ослабления дисков на валу из-за температур. В металлургическом отношении они имеют преимущество в более простом изготовлении поковок вала и дисков; по своим размерам и весу они меньше, чем цельнокованные поковки. При изготовлении такого ротора в механическом цехе обработка его деталей идет параллельно, что сокращает сроки производства. Для мощных турбин выполнение роторов в цилиндре низкого давления возможно только в наборном исполнении или сварном (например, в турбинах ХТГЗ, «Броун — Бовери» и др.). Роторы низкого давления, в которых диски откованы за одно целое с валом, применяются редко из-за трудностей создания таких больших поковок. В практике с такими роторами были очень тяжелые аварии с разрывом и отдельные части [15].

В цилиндре среднего давления мощных паровых турбин, имеющих промежуточный перегрев пара, обычно применяют комбинированные роторы: в передней части, в зоне высоких температур, диски отковываются за одно целое с валом, в задней части, где температура пара снижается примерно до 300°C , диски насаживаются с натягом. На рис. 7-1, г показан такой комбинированный ротор среднего давления паровой турбины К-200 130 ЛМЗ. Температура в передней части ротора 534°C , а за цельнокованой частью (т. е. в зоне первого насадного диска) равна 323°C . Выполнение такого ротора с дисками, откованными вместе с валом, невозможно из-за больших размеров и веса поковки; изготовлять же такой ротор целиком с насадными дисками не позволяют высокие температуры пара в передней части его.

При реактивном облокачивании применяются роторы барабанного типа, представленные на рис. 7-1, д. Заготовки таких роторов могут быть пустотелыми внутри либо сварными из отдельных предварительно механически обработанных дисков без центральных отверстий, как это широко применяет фирма «Броун — Бовери».

Для газовых турбин применяются самые различные конструкции роторов. Так, например, ЛМЗ для своей турбины ГТ-12 З применил сварные роторы из отдельных частей, производство их описано на стр. 144. Для турбины ГТ-25 750 завод применил ротор барабанного типа со сквозным центральным отверстием для проверки качества материала поковки. В обоих случаях лопатки набираются непосредственно в пазы, выточенные по периферии заготовок роторов. ХТГЗ для своей газовой турбины ГТ-50-800 использовал в турбине ВД консольный вал, утолщенный в средней части, с центральным контрольным отверстием и двумя дисками, закрепленными на консоли вала, а в части низкого давления — вал с тремя насадными дисками посредством радиального пальцевого соединения с валом (рис. 7-2).

Часто в газовых турбинах ротор состоит из отдельных частей, стягиваемых центральным болтом (в авиационных турбинах фирмы «Армстронг»)

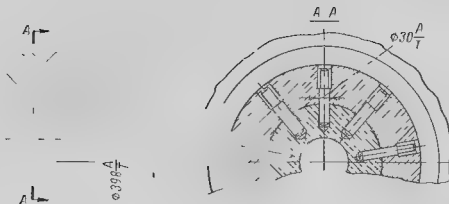


Рис. 7-2. Крепление диска на валу низкого давления турбины ГТ-50-800 ХТГЗ

или несколькими болтами, размещенными по окружности (например в газовой турбине мощностью 5000 *квт* фирмы «Вестингауз»).

Конструкция и форма роторов и валов является весьма сложной. Вал под насадными дисками состоит из ряда ступенчатых участков разного диаметра; переходы отдельных участков между собой выполняются в виде галтелей разного радиуса или разделены выточками, в которые вставляются кольца, служащие упором при наборке дисков. Еще более сложную форму имеют целые а роторы с дисками, откованными за одно целое с валом.

Все переходы от одного диаметра к другому конструктивно неизбежны, но при этом они вызывают в этих местах концентрацию напряжений, величина которых зависит от отношения диаметров соседних участков и радиуса галтели в месте перехода.

Конструктор при проектировании ротора выбирает минимальные соотношения большего диаметра к меньшему для соседних участков вала при возможно больших радиусах галтелей в местах переходов или выточках.

В производстве требуется точное соблюдение заданных размеров, в особенности радиусов галтелей, не допуская их уменьшения.

Важное значение имеет состояние поверхностей вала — всякие риски, следы резца, шероховатости ухудшают условия работы вала, снижают предел усталости материала, являются концентраторами напряжений. На валах имеются осевые шпоночные пазы, несоосное выполнение их может вызвать поломку дисков при посадке на вал.

Невыполнение всех указанных требований может повести к повреждениям роторов и их поломке.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ РОТОРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

В условиях эксплуатации в турбине ротор подвергается действию центробежных сил, крутящего и изгибающего моментов, растягивающих осевых сил и нагрузке от собственного веса. Основное значение имеют центробежные силы, остальные действующие силы при нормальных условиях работы невелики. При нарушении балансировки ротора или его расцентровки возникает вибрация ротора, которая вредно сказывается на работе турбины и ведет к неспокойному ходу ее. Лопатки и диски ротора при действии на них возмущающих сил как от пара (газа), так и по другим причинам в условиях вибрации работают со знакопеременными напряжениями. Температурный перепад по длине ротора в осевом направлении

может достигать значительных величин; так, например, в роторе среднего давления паровой турбины К 300-240 ЛМЗ он составляет $533^{\circ}-30^{\circ} \approx 500^{\circ} \text{С}$. Разность температур имеется и в радиальном направлении, особенно при переменных режимах работы, что в наборных роторах может вызвать ослабление дисков на валу и появление вибрации турбины. Паровая или газовая среда, в которой находится ротор в турбине, также влияет на нормальные условия его работы: водяные удары могут мгновенно вывести ротор из строя; накипь на рабочих лопатках вызывает повышенное осевое усилие и дополнительную нагрузку на упорный подшипник, ведет к нарушению балансировки ротора и т. п.

Турбинные роторы обязательно проверяются расчетом на критические числа оборотов. В эксплуатации совпадение критических чисел оборотов с рабочими приводит к вибрации турбины и может вызвать поломку отдельных частей турбины. Гибкие роторы, т. е. те, у которых критическое число оборотов лежит ниже рабочего, широко применяются в современных крупных турбинах, в одноцилиндровых и в быстроходных турбинах. Они имеют меньший диаметр вала, что снижает потери в уплотнениях, но, будучи более чувствительными к одностороннему нагреву, требуют больших зазоров в уплотнениях и тщательной динамической балансировки. При пуске турбины с гибким ротором необходимо быстрое прохождение критического числа оборотов во избежание вибрации и износа уплотнений. Жесткие роторы, имеющие критическое число оборотов выше рабочего, не требуют соблюдения таких предосторожностей при пуске и ведут себя в эксплуатации более спокойно. Для турбин, работающих при переменных числах оборотов, применяют оба жесткие роторы.

Статистика аварий и неполадок с турбинами в эксплуатации показывает, что аварии с роторами явление не так уж редкое. Эти повреждения роторов происходили с турбинами разных фирм, разных мощностей, с различными параметрами пара. Характер многих повреждений — прогиб роторов, возникающий в основном в результате задеваний подвижных частей за неподвижные. Величина прогиба доходила до 1,7 мм. Причины появления вибрации, вызвавшие задевания и прогибы валов: быстрый неправильный пуск турбин, жесткая конструкция концевых уплотнений, при которой случайные задевания приводят к вибрации турбины и гибели ротора, термическая нестабильность ротора (искривление ротора при повышении температуры), например у одной из турбин «Сименс — Шуккерт», попадание воды в турбину и т. п. В американской практике [15] только в течение одного 1954 г. отмечено шесть случаев разрыва роторов паровых турбин, а в 1955 г. ротор низкого давления турбины «Аллис — Чалмерс» мощностью 165 мвт вследствие дефектов в материале вала разлетелся на четыре части. В нашей отечественной практике с турбинами мощностью 24 мвт типа ТН 165 произошло пять случаев поломки валов в передней концевой части их, вследствие дефектов конструкции упорного подшипника, что при незначительных упущениях в сборке его вызывало знакопеременные изгибающие напряжения в материале вала, по своей величине превосходившие предел усталости. В последние годы известны также случаи гибели валов, одной из основных причин которых являются неправильные режимы пуска турбин [25].

Приведенные примеры показывают, что на всех стадиях создания роторов: проектировании, изготовлении, сборке и в эксплуатации они требуют самого тщательного подхода к себе, к выбору материала, к соблюдению всех размеров и указаний чертежа и заводских инструкций по эксплуатации. Ротор турбины является наиболее ответственным элементом турбины.

Согласно техническим условиям МТМ 20 4-54, поковки валов и роторов из углеродистых или легированных марок сталей, работающих при температуре металла не выше 450°C , для паровых турбин с начальными параметрами пара до 90 атм и 500°C изг...
...ся шести категорий (по прочности) [7].

Термическая обработка поковок производится после их обдирки с минимальными припусками против чистовых размеров для улучшения прокаливаемости и повышения однородности свойств материала поковок. Режим термической обработки каждой поковки устанавливается в зависимости от химического состава, размеров поковки и требуемых механических свойств (категории прочности).

Для того чтобы остаточные напряжения были минимальными, отпуск выполняется с охлаждением в печи.

В паровых турбинах, работающих при начальной температуре пара выше 500°C , а также в газовых турбинах, где от материалов требуется повышенный и высокий уровень жаропрочных свойств, для поковок роторов и дисков рекомендуется применять стали Р2М, ЭИ415, 15Х12ВМФ, ЭИ405, ЭИ572, ЭИ612 и др. [7].

Для паровых турбин с параметрами пара 130 атм — 565°C и 240 атм — 580°C для роторов и валов наши отечественные заводы применяют марку стали Р2М, причем для цельнокованых роторов ВД и СД она выбирается исходя из температурных условий, а для вала НД из требования высокого предела текучести, не менее 40 кг/мм^2 , — при расчете вала на момент короткого замыкания.

К металлургическому производству поковок роторов и валов предъявляются очень высокие требования. Сталь для поковок должна изготавливаться в кислых мартеновских или электрических печах и только для поковок первой категории допускается применение основной мартеновской стали. При ковке сверху от слитка должна быть удалена прибыльная часть, не менее 20%, а снизу не менее 5% от веса слитка. Ось кованой заготовки должна примерно совпадать с осью слитка. Наиболее ответственная часть поковки должна соответствовать низу слитка (более хорошего качества). Материал роторов и валов не должен иметь флокенов, трещин, плен, закатов, должен быть свободен от загрязнения шлаками и неметаллическими включениями. Остаточные внутренние напряжения в ободранной и термообработанной поковке должны быть минимальными и не превосходить норм, обусловленных техническими условиями на поставку заготовки.

Металлургические заводы поставляют поковки роторов и валов в грубо- и термообработанном состоянии с припусками в радиальном направлении по 15–20 мм, в осевом примерно по 10 мм на каждый участок вала. Для контрольных испытаний материала оставляются специальные припуски по концам для продольных образцов и по бочке ротора для определения остаточных напряжений. На рис. 7-3 для примера даны эскизы ободранных заготовок цельнокованого ротора ВД — рис. 7-3, а и вала низкого давления (б) турбины К-200-130 в состоянии поставки (тонкой линией показаны чистовые контуры), с указанием припусков для испытания материала, мест взятия проб из этих припусков и припусков для окончательной механической обработки.

Примерная технологическая схема изготовления поковки цельнокованого ротора из стали Р2, принятая на Уральском заводе тяжелого машиностроения, представлена на рис. 7 4.

Для снижения содержания водорода в металле и уменьшения неметаллических включений слиток изготавливается в вакуумной печи.

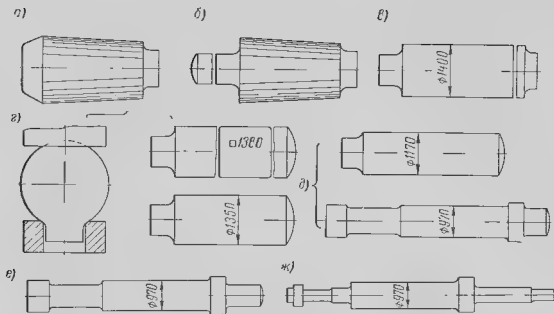


Рис. 7-4. Технологическая схема ковки цельнокованого ротора из стали Р2: а — форма слитка; б — ковка цапфы слитка для захвата патроном при выполнении следующих операций; в — обжатие ребер и граней, ковка на круглое сечение и обрубка донной части; г — осадка заготовки, вытяжка через квадрат на круглое сечение для обеспечения необходимой деформации металла по всему сечению заготовки; д — вытяжка заготовки до диаметра, равного максимальному диаметру поковки, ковка концов на предварительные размеры; е и ж — ковка на окончательные размеры и отделка поковки

Поковки роторов из стали Р2 изготавливаются из крупных слитков весом от 29 до 50 т и более. Вес готовой, но не обработанной поковки составляет примерно около половины веса слитка.

После грубой механической обработки с припусками, указанными на рис. 7-3, и предварительного сверления центрального канала заготовки роторов из стали Р2 подвергаются двойной нормализации при температурах 970—990° С и 950° С с последующим отпуском при температуре 660—700° С [16].

Конструкцией роторов и валов предусматривается сверление осевого отверстия для удаления металлургических дефектов, расположенных в центральной части поковки, в основном неметаллических включений, и для создания возможности проверки качества материала этой части поковки путем перископического обследования отверстия.

КОНТРОЛЬ МАТЕРИАЛА И ПРИЕМКА ПОКОВОК ЦЕЛЬНОКОВАННЫХ РОТОРОВ И ВАЛОВ

Каждая заготовка ротора и вала проходит на металлургическом заводе индивидуальный контроль по механическим испытаниям, а также подвергается специальным методам проверки, дающим возможность все стороны обследовать качество материала поковок. Все эти испытания проводятся после обдирки заготовки и ее термической обработки и в дальнейшем повторяются на турбостроительном заводе в процессе механической обработки.

1. Определение остаточных напряжений. Все поковки роторов и валов с диаметром в средней части более 300 мм после термической обработки подвергаются контролю на остаточные напряжения

методом замера деформации колец, вырезанных из поковки, или методом тензометрирования. У роторов кольца размером 25×25 мм вырезаются из бочки, а на валах большого диаметра, предназначенных для роторов НД мощных турбин, — из средней выступающей части вала (рис. 7-3). Замер колец до вырезки и после нее производится по паружному диаметру. Подготовка к отрезке колец, метод отрезки, порядок замеров и т. п. выполняются так же, как и для дисков (см. стр. 101).

По техническим условиям МТМ 20 4-54 величина остаточных напряжений для роторов и валов 1, 2 и 3-й категорий не должна превышать 10%, а для заготовок 4, 5 и 6-й категорий — 8% от фактического минимального предела текучести материала данной заготовки. Для поковок из стали марки Р2 остаточные напряжения не должны превышать $5,0 \text{ кг/мм}^2$. Высокие значения остаточных напряжений в работе могут привести к поломке ротора.

2. Проверка на флокены, трещины и неметаллические включения. В поковках роторов и валов не допускаются флокены и трещины. Всякие другие пороки: плены, раковины, песочины, которые не могут быть удалены при механической обработке, также не допускаются.

Выявление этих пороков производится после обдирки и термической обработки заготовки путем травления торцов и шеек под опорные подшипники валов, а на заготовках цельнокованных роторов, кроме того, торцов бочки ротора и галтелей перехода с бочки ротора к части меньшего диаметра и одного промежутка между дисками при наличии выточки не менее 70 мм. Пропуск под травление соответствует примерно размерам заготовки после ее термической обработки, а на турбостроительном заводе при повторении этого контроля на шейках не более 0,5 мм, на торцах же 1,5–2 мм. Поверхности, подвергаемые травлению, должны иметь чистоту обработки $\nabla 7$. Порядок травления такой же, как и на дисках (см. стр. 103). Травление и первый осмотр через 10 мин удобнее всего производить непосредственно на токарном станке.

Неметаллические включения, обнаруженные при травлении, допускаются в незначительном количестве.

3. Проверка на равномерность распределения серы и фосфора. Путем снятия серных отпечатков каждая заготовка проверяется на загрязненность материала сернистыми включениями. Отпечатки снимаются в местах возможного наибольшего скопления серы: для валов с поверхности торцов и рабочих шеек, для цельнокованных роторов, кроме того, с торцов бочек и с участков между дисками. Отпечатки снимаются полосами шириной не менее 90 мм. Метод этого контроля изложен на стр. 104.

4. Ультразвуковой контроль проводится на заготовках цельнокованных роторов по цилиндрическим поверхностям на концевых частях роторов и по бочке на металлургическом заводе до проточки дисков. На турбостроительном заводе по цилиндрическим поверхностям дисков ввиду затруднительности проведения ультразвуковой контроль не производится. Исследуемые места обрабатываются под $\nabla 7$ и полируются. В результате этой проверки не допускаются трещины, флокены, усадочная рыхлость и прочие грубые дефекты.

5. Перископический осмотр. В каждой заготовке вала и цельнокованного ротора просверливается и растачивается центральное осевое отверстие для удаления сегрегационной зоны и дальнейшего контроля на отсутствие пороков в центральной части заготовки. Наличие такого отверстия улучшает выполнение термической обработки поковок; чистота обработки его должна производиться по $\nabla 5$. При более грубой

обработке выявление дефектов будет затруднено. Для осмотра поверхности отверстия применяется специальное оптическое устройство. Сущность действия его заключается в том, что в трубке делается поперечная прорезь (щель), против которой внутри трубки устанавливается под углом 45° зеркало, освещаемое небольшим электролампочкой. Перемещая трубку в осевом направлении и поворачивая ее, можно рассмотреть при помощи оптического устройства всю внутреннюю поверхность центрального отверстия заготовки. При этом контроле не допускаются флокены, трещины, раковины, остатки усадочной рыхлости, крупные (больше 3—5 мм) неметаллические включения, а также скопления неметаллических включений.

6. Тепловая проба. Назначением тепловой пробы является выявление металлургической неоднородности материала в отношении симметричности структуры поперечного сечения вала, например несимметричное расположение сегрегационной зоны, местной рыхлости, несовпадение оси слитка с осью поковки и т. п. Наличие такой неоднородности может привести к появлению прогиба ротора или вала при нагреве в эксплуатации турбины. Известно, что если при нагреве валов и роторов до температуры, соответствующей максимальной рабочей температуре в турбине, обнаруживается искривление, которое при охлаждении исчезает, то причина появления такого прогиба при нагреве кроется в несимметричности строения поковки в поперечном сечении. Исправление такого дефекта путем дополнительной термической обработки не дает положительных результатов. В практике турбостроения известны случаи появления вибрации в турбине и невозможности ее эксплуатации по этой причине. Обследование этих турбин выявило термическую нестабильность их роторов, заключающуюся в том, что прямая ось ротора в холодном состоянии при вращении его с постепенным повышением температуры искривляется, что и вызывает появление недопустимо сильной вибрации. Попытки устранить этот дефект путем нагрева ротора до высокой температуры и правки его методом релаксации не увенчались успехом.

Таким образом, проведение тепловой пробы цельнокованого ротора в производстве должно позволить своевременно отбраковать дефектные по этой причине роторы, не допустив установку их в турбину.

Тепловой пробе подвергаются заготовки цельнокованных роторов, работающих в эксплуатации при сравнительно высоких температурах. Валы для роторов низкого давления не требуют проведения тепловой пробы, так как рабочие температуры пара настолько низкие, что вызвать какую-либо деформацию вала они не смогут. Обычно производится тепловая проба роторов, имеющих в рабочих условиях температуру металла в какой-либо своей части не менее 250°C .

Тепловая проба цельнокованных роторов проводится только на турбостроительном заводе с возможно меньшими против чистовых размеров припусками. Допускается проведение ее и с чисто обработанным ротором, но с припусками в 0,5 мм по рабочим шейкам, без плоскостных пазов под насадные диски (в комбинированном роторе) и с прорезанными, но не окончательно обработанными канавками в дисках под хвосты рабочих лопаток. Так как при тепловой пробе требуется тщательный замер прогибов в разных местах ротора по длине, то эти места должны быть проточены и зашлифованы для проверки боя при помощи индикаторов. Токарная обработка ротора при подготовке его под тепловую пробу должна быть выполнена с биением ротора не более 0,02 мм.

Тепловая проба ротора проводится в горизонтальном положении в электрической печи (рис. 7-5), но во избежание его погиба от собственного веса в неподвижном состоянии, с обязательным вращением ротора

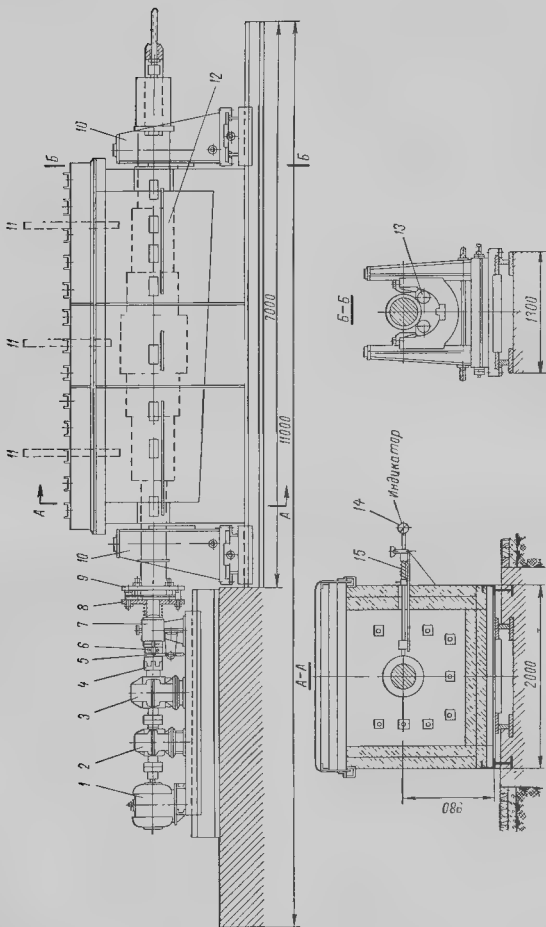


Рис. 7-5. Установка для тепловой пробы турбинных валов

в печи со скоростью 3—4 об./мин. Таким образом, электрическая печь с нагревательными элементами внутри, укрепленными на ее стенках, должна иметь на своих торцовых стенках отверстия для выхода концов вала и установленные на фундаментной плите печи подшипники (люнеты 10, в которых и вращается ротор 12 на роликах 13 от соответствующего привода 1 с понижающим число оборотов двойным редуктором 2 и 3).

Испытуемый ротор при помощи эластичной соединительной муфты 8—9 связан с промежуточным валиком, установленным в кронштейне 7, который, в свою очередь, соединяется кулачковой муфтой 4 с редуктором: рычажное устройство 5 позволяет отключать привод и проворачивать ротор вручную при выключении тока через отверстие 6. Печь состоит из трех отдельных разборных секций, позволяющих использовать ее для роторов любой длины. Она снабжается специальными контактными термопарами 11, соединенными с потенциометром, для измерения температуры металла нагреваемого ротора (как снаружи, так и внутри центрального отверстия), а также температуры самой печи. Снаружи печи на кронштейне устанавливаются индикаторы 14 для измерения в процессе проведения тепловой пробы биения ротора — три в средней части ротора (по длине) и два по концам его. В качестве промежуточного элемента между ротором и индикатором используются удлинители 15, пропускаемые через отверстие в продольной стенке ротора и упирающиеся с одной стороны в ножку индикатора, с другой — в цилиндрическую поверхность ротора. Во избежание искажения показаний индикатора из-за нагрева удлинителей последние изготавливаются в виде графитовых стержней и специальными ружьями прижимаются к ротору.

Чтобы проверяемый ротор не имел биения по другим причинам, требуется его тщательная центровка с приводом и применение соединительных муфт, которые при вращении ротора не передавали бы на него никаких толчков. Допустимое несовпадение осей ротора и привода не более 0,02 мм. При укладке ротора и сборке печи необходимо следить за тем, чтобы холодный воздух не мог попадать внутрь печи во время ее работы. В случае перерыва подачи тока во время испытания либо каких-либо повреждений в агрегате совершенно недопустима остановка нагретого ротора, так как это поведет к недопустимому прогибу его. Необходимо при этом, хотя бы вручную (за соединительную муфту), проворачивать ротор до подачи тока или исправления повреждения.

Процесс тепловой пробы заготовки ротора состоит в медленном равномерном нагреве вращающегося в печи ротора, выдержке его при заданной температуре, медленном охлаждении и замере температур и прогибов ротора в процессе всего испытания. Нагрев ротора обычно производится со скоростью 30—40° С в час до температуры 250—300° С, выдержке при этой температуре для выравнивания температур металла ротора. При отсутствии центрального отверстия время выдержки припимается примерно равным 2—3 ч. Когда температура в разных местах ротора сравняется, продолжается дальнейший нагрев с той же скоростью повышения температуры. Предельная температура, до которой производится нагрев, определяется эксплуатационными температурами пара (газа) и маркой стали, из которой изготовлен ротор; так, для роторов из углеродистой стали — 350—375° С, никелевой — 380—400° С, хромомолибденовой — 450° С, хромомолибденованадиевой — 500° С (для Р2—550° С). Допустимая разность температур металла, измеренных на поверхности ротора и в центральном отверстии, не должна превышать 25° С.

При указанных максимальных температурах ротор выдерживается в печи 8—10 ч для выравнивания температур. Затем проводится охлаждение ротора со скоростью 3—10° С в час до температуры внутри ротора

250—300° С, после чего нагрев выключается и дальнейшее охлаждение ротора происходит вместе с печью до температуры 100° С. По достижении этой температуры печь раскрывается и ротор вынимается из печи.

Запись замеров температур и прогибов производится во все время испытания через каждые 30 мин.

Результаты тепловой пробы турбинного ротора считаются положительными, если:

1) отсутствует прогиб ротора при его нагреве или прогиб появляется при нагреве, но при достижении максимальной температуры или еще раньше снижается;

2) минимальный прогиб остается неизменным во время выдержки при максимальной температуре и при охлаждении.

Величина прогиба при наибольшей температуре выдержки не должна превышать 0,05 мм (показание по индикатору 0,1 мм). При проверке на токарном станке после тепловой пробы прогиб не должен превышать 0,025 мм.

Если прогиб в холодном состоянии после тепловой пробы составит до 0,05 мм, разрешается путем проточки рабочих шеек довести его до требуемого 0,025 мм.

Появление прогиба при нагреве ротора в печи, достигающего максимальной величины при выдержке с максимальной температурой и остающегося неизменным при этой температуре, уменьшение этого прогиба при снижении температуры до исчезновения его по достижении ротором температуры помещения свидетельствует о несимметричности строения металла, поэтому ротор забраковывают. Такой собранный полностью ротор, имеющий в холодном состоянии нормальный прогиб, в турбине при прогреве будет прогибаться и вибрировать, эксплуатация его будет невозможна.

Практика проведения тепловой пробы показывает, что иногда после такой пробы появляется прогиб больший первоначального, замеренного в холодном состоянии до тепловой пробы. Это объясняется частичным снятием или перераспределением остаточных напряжений в роторе и, как указано выше, такой остаточный прогиб может быть устранен проточкой ротора по шейкам.

Проведение тепловой пробы иногда сопровождается появлением значительного прогиба ротора при его нагреве, исчезающего при охлаждении до наибольшего ее значения [17].

Нагрев ротора в электрической печи происходит путем конвекции и прямого лучеиспускания, так как температура нагревателей печи (800–900° С) значительно выше температуры, до которой нагревается ротор. В процессе нагрева поверхность ротора темнеет вследствие появления цветов побежалости. Это потемнение по окружности не является равномерным и при нагреве ротора лучеиспусканием вызовет неравномерное распределение температур по окружности. В статье [17] авторы подсчитали, что при длине вала 4000 мм и диаметре его 500 мм прогиб в 0,15 мм получается при разности температур металла ротора по диаметру только в 3° С. Конечно, такую неравномерность температур в начале нагрева ротора легко можно получить.

Кстати, надо заметить, что работа турбины при прогибе ротора в 0,15 мм вызовет совершенно недопустимую для нормальной эксплуатации турбины вибрацию. При дальнейшем повышении температуры в печи и выдержке потемнение по окружности выравнивается, степень черноты в интервале температур 400–500° С станет одинаковой и искривление ротора по этой причине уменьшится и дойдет до первоначальной величины. Такое объяснение было подтверждено опытами: например, в одном

из роторов, заранее проверенном при нагреве, умышленно создавалась по окружности разная степень почернения, при вторичном нагреве прогиб его составлял 0,56 мм, что находится в полном соответствии с вышеприведенными объяснениями. Поэтому для надежности проведения теплового пробы некоторые заводы окрашивают ротор в светлый цвет или коптят его поверхности и таким образом исключают появление прогиба из-за разной степени черноты по окружности.

7. Приемка поковок. При приемке каждой поковки завод-поставщик производит:

- 1) контроль химического состава;
- 2) наружный осмотр и проверку размеров;
- 3) контроль макроструктуры по результатам травления и серных отпечатков;
- 4) определение механических свойств;
- 5) проверку остаточных напряжений;
- 6) перископический осмотр;
- 7) проверку твердости.

На турбостроительном заводе проводится полный повторный контроль качества материала заготовки и дополнительно производится тепловая проба.

Испытание механических свойств осуществляется на продольных образцах, взятых от припусков с обоих концов поковки на расстоянии одной трети от поверхности поковки, и на тангенциальных образцах, вырезаемых из колец для определения остаточных напряжений. Один образец испытывается на разрыв, два — на ударную вязкость и один — на загиб. При неудовлетворительном результате испытаний на одном из образцов производится повторное испытание по этому виду испытания. Если повторное испытание также даст неудовлетворительные результаты, поковка подлежит новой термообработке с новым предъявлением к приемке.

Колебания твердости для различных точек по окружности бочки ротора не должны превышать *HV* 30, а по длине заготовки — *HV* 40. Само испытание по твердости является факультативным и производится только для проверки однородности заготовки.

Стоимость поковок цельнокованых роторов и валов в ободранном и термообработанном состоянии составляет: из материала 34ХМ около 800 руб/м, а из Р2 в среднем около 1100 руб/м.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ

Механическая обработка поковок ротора и вала должна удовлетворять следующим требованиям.

1. Допустимое радиальное биение относительно оси по отдельным участкам не должно превышать: а) по рабочим шейкам подшипников 0,01—0,02 мм; б) по наружным диаметрам дисков цельнокованого ротора 0,04 мм; в) по всем остальным участкам ротора 0,03—0,05 мм; г) по центрирующему выступу (и точке) и соединительной муфты не более 0,02 мм.

2. Допустимая овальность и конусность рабочих шеек для подшипников должна быть не более 0,015—0,02 мм, а по всем посадочным местам вала не более 0,02 мм.

3. Допустимое торцовое биение по упорному диску, выточенному за одно целое, и фланцу жесткой муфты по присоединительной стороне не

более 0,015—0,02 мм, по ободу дисков цельнокованого ротора — 0,05 мм, по всем уступам вала с насадными дисками 0,01—0,03 мм.

4. Допуск на точность обработки дисков цельнокованого ротора по наружному диаметру $\pm 0,1$ мм.

5. Поле допуска на точность обработки участка вала под насадные диски по диаметру 0,03, под рабочую шейку для подшипников 0,03—0,05 мм.

6. Допуск на точность обработки участков ротора (вала) в осевом направлении от технологической базы: для дисков цельнокованой части $\pm 0,1$ мм, для канавок под наружные лабиринтовые уплотнения от $\pm 0,05$ до $\pm 0,1$ мм (в зависимости от расстояния их до технологической базы) и для отдельных участков вала под насадные диски от $\pm 0,05$ до $\pm 0,15$ мм (также в зависимости от расстояния).

7. Допустимый эксцентриситет центрального отверстия относительно оси рабочих шеек под подшипники не должен превышать 0,25 мм.

8. Несовпадение осей центрального отверстия при сверлении его с разных концов ротора не должно превышать 1 мм.

9. Сквозные отверстия во фланце жесткой соединительной муфты выполняются по 2-му классу точности, отклонения их по шагу допускаются не более $\pm 0,15$ мм, при этом суммарное отклонение на шесть шагов не более 0,20 мм (при 12 отверстиях). Допуск по диаметру расположения отверстий $\pm 0,1$ мм.

10. Допускаемый перекося шпоночных пазов относительно оси ротора 0,015 мм на каждые 100 мм длины паза. Перекос боковых граней паза в радиальном направлении не более 0,03 мм. Посадочные размеры шпоночных пазов выполняются в пределах 2—3-го классов точности. При двух или трех шпоночных пазах несимметричность расположения паза относительно оси вала не должна превышать 0,05 мм.

11. Чистота обработки отдельных участков ротора (вала): шеек под подшипники должна быть $\nabla 8$ — $\nabla 9$, торцевой поверхности упорного диска — $\nabla 8$, цилиндрических поверхностей и отверстий фланца жесткой соединительной муфты — $\nabla 7$, участков вала под насадные диски и соединительную насадную муфту — $\nabla 7$, центрального осевого отверстия — не менее — $\nabla 5$, всех прочих поверхностей $\nabla 6$ — $\nabla 7$.

12. На поверхности ротора (вала) не допускается никаких резких переходов; выточки под лабиринтовые уплотнения, выточки около дисков цельнокованого ротора, галтели переходов от одного диаметра к другому, выточки для упорных колец и т. п. должны быть выполнены с радиусами закруглений согласно чертежу и с чистотой $\nabla 7$.

Меньшие значения приведенных допустимых отклонений относятся к турбинам меньших мощностей, а большие — к крупным турбинам.

Положение собранного ротора в цилиндре определяется его осевыми зазорами в проточной части между рабочими колесами и диафрагмами и коцентричностью расположения рабочих лопаток по отношению к лопаткам диафрагм, т. е. соосностью ротора и цилиндра.

Для выполнения этих условий в чертежах ротора (вала) предусматриваются конструктивные базы в осевом направлении для основных осевых размеров цельнокованых роторов: торец регулирующего колеса (из-за наименьшего осевого зазора в проточной части), от которого даются размеры по бочке ротора и переднему концу его, и торец последнего колеса (как вспомогательная осевая база для всех размеров задней части ротора).

Для вала с наборными дисками за базу обычно принимают торец уступа на валу, в который упирается по ходу сборки ротора первое рабочее колесо.

В качестве радиальной базы для получения соосности всех цилиндрических поверхностей желательнее, конечно, принимать ось ротора (вала), практически же за радиальную базу обычно принимают роторные шейки под подшипники.

За технологические базы при разработке технологического процесса механической обработки ротора (вала) и принимаются эти две основные базы — торец регулирующего колеса для цельнокованых роторов или уступ в средней части вала для наборного ротора и шейки под опорные подшипники.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ РОТОРА (ВАЛА)

Объем работ по механической обработке ротора (вала), трудоемкость ее зависят от состояния заготовки, в котором она поставляется турбинному заводу. По установившейся кооперации некоторые металлургические заводы поставляют заготовку в ободранном и термообработанном виде с центральным отверстием, и, таким образом, турбинному заводу необходимо произвести только окончательную чистовую обработку. Другие металлургические заводы поставляют поковки в черновом виде, необработанные и термически необработанные; турбинный завод производит предварительную обработку, затем направляет их обратно на металлургический завод для термической обработки, и после возвращения поковки производит ее окончательную механическую обработку. В случае, если турбинный и металлургический заводы находятся в разных городах, обратная отправка поковки для термообработки очень усложняет производство и удлиняет цикл изготовления ротора. При выполнении предварительной механической обработки и термообработки на металлургическом заводе повышается ответственность завода-поставщика за ее качество.

Предварительная механическая обработка. Назначение предварительной обработки ротора (вала) заключается в обдирке заготовки с минимальными припусками для последующей ее термической обработки с целью улучшения структуры материала, получения необходимых механических свойств и снятия внутренних напряжений.

Минимальные припуски, оставляемые после обдирки заготовки, должны быть достаточными, чтобы вывести при окончательной механической обработке деформацию, которая может появиться в результате термической обработки. Увеличивать эти припуски без необходимости также не следует, так как это ухудшает условия проведения термической обработки.

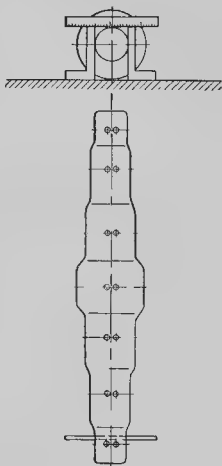
Предварительная обработка состоит из нескольких операций.

1. Фрезерование на горизонтально-расточном станке за две установки черновых торцов заготовки неправильной формы для последующей ее разметки.

2. Разметка поковки на плите с нанесением осевых рисок, центровых отверстий и проверка размеров и припусков.

Вал устанавливается на разметочной плите на призмах (рис. 7-6). В каждой ступени вала

Рис. 7-6. Разметка поковки вала и определение припусков



плотно приставляется два угольника. По рабочему чертежу вала берется радиус данной ступени, к нему прибавляется припуск на чистовую обработку и полученный размер наносят от угольника на замеленную поверхность вала с двух сторон по диаметру в виде рисок. Так повторяют с каждой ступенью вала. Расстояние между соседними рисками дает припуск на предварительную обработку. Соединяя середины между рисками общей линией, получаем среднюю линию вала. Затем по этой средней линии натягивают струну и сносят положение струны на торец вала закерниванием. Второй раз эту разметку производят при повороте вала на 90° . Пересечение накерненных рисок на одном и другом торцах даст центр вала и центр будущего осевого отверстия. Произведенная разметка позволяет судить о величине припуска для предварительной механической обработки и о кривизне вала (если струна не будет совпадать с нанесенной средней линией вала). Если величина искривления выпуждает провести правку вала, то ее производят с подогревом в печи.

При разметке цельнокованого ротора кроме концевых торцов размечаются торцы первого и последнего дисков.

3. Обработка центровых отверстий (центровка вала) производится на горизонтально-расточном станке с перестановкой вала с двух сторон. Сначала сверлится отверстие требуемого диаметра, а потом нормальной конической зенковкой обрабатывается коническая часть отверстия. Обычно у роторов и валов турбин конус выполняется с углом 90° и добавочным предохранительным конусом с углом в 120° . Так как центровые отверстия предназначаются для выполнения самых ответственных операций (например, шлифования), обработка их должна производиться очень тщательно, находиться они должны на одной осевой линии и в процессе изготовления вала необходимо следить за их исправным состоянием.

4. Обдирка поковки. Обдирка поковок цельнокованных роторов и валов производится на мощных токарно-центровых станках необходимых размеров. Поковка устанавливается на станке в оба центра и затем со стороны планшайбы крепится кулачками, при этом следят, чтобы креплением не нарушить соосность вала и станка. Для разгрузки заднего центра при коротких валах устанавливается люнет, после предварительного протачивания в центрах шейки вала под $\nabla 7$; при наличии длинных валов (длина больше 12 диаметров) устанавливаются два люнета.

Для снятия неравномерных припусков во избежание биения вала протачивание вала начинают с участков наибольшего диаметра. На этой стадии обдирки припуск для чистовой обработки в зависимости от диаметра вала составляет 15—20 мм на сторону. Места переходов от одного диаметра вала к другому выполняются радиусом не менее 10 мм во избежание появления трещин при последующей термической обработке.

Поверхности шеек под подшипники, несколько участков вала (примерно около шести) каждый длиной приблизительно 100 мм, а также торцы вала полируют наждачной бумагой для травления всех этих мест на выявление флокенов и шлаковых включений и снятия серых отпечатков. Для поковок цельнокованных роторов кроме этих испытаний материала производится еще ультразвуковой контроль бочки ротора до проточки пазов между дисками, для чего эта часть ротора протачивается с чистотой $\nabla 7$, и проверка проводится в радиальном направлении. Остальные места вала обрабатываются с чистотой $\nabla 3$. Проточка кольцевых пазов между дисками производится прорезными резцами шириной 30—40 мм с теми же припусками, что и для других поверхностей ротора. При выполнении указанных обдирочных работ для сокращения цикла и повышения производительности труда необходимо одновременно вести обработку тремя суппортами с применением резцов больших сечений.

Для установки и выверки вала на станке глубокого сверления при проточке поясков под люнеты за одну установку протачивают на концах ротора (вала) контрольные пояски.

5. Глубокое сверление центрального отверстия. Обработка центрального отверстия производится в два этапа: первый — сверление до термической обработки ротора (вала), второй — окончательная расточка после термообработки. Такая двойная обработка вызывается тем, что после термообработки заготовка коробится и ось центрального отверстия теряет свою прямолинейность, при этом прогиб может достигать до 6-8 мм, а иногда и до 20 мм. Оставлять ротор (вал) с изогнутым центральным отверстием недопустимо из-за нарушения его уравновешенности и потому окончательной расточкой указывая кривизна исправляется и ось отверстия после обработки становится прямолинейной. По наружным диаметрам искривление исправляется проточкой ротора (вала) при вторичной предварительной токарной обработке его после термообработки.

К механической обработке отверстия предъявляются требования: по чистоте обработки не ниже $\nabla 5$ для возможности перископического осмотра отверстия, по эксцентricности (допустимое отклонение оси отверстия и шеек ротора под подшипники) не более 0,25 мм во избежание небаламса ротора, по несовпадению осей при сверлении с двух сторон не более 1 мм.

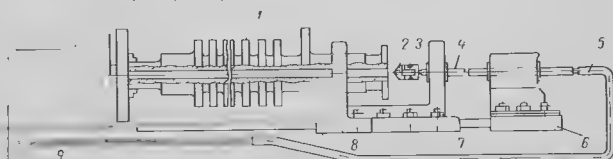
Сверление и растачивание центрального отверстия производят на специальных горизонтально-сверлильных станках для глубокого сверления или на крупных токарно-центровых станках, снабженных дополнительными приспособлениями. На рис. 7-7 показано глубокое сверление на специально приспособленном для этой цели токарно-центровом станке. Ротор одним своим концом крепится в планшайбе, другим устанавливается в люнет и тщательно выверяется по ранее проточенным поясам на концах ротора.

Суппортом станка растачивается начало отверстия для правильного направления при вводе сверлильной и расточной головок. На специальной стойке 7 и задней бабке 6 устанавливается борштанга (труба) с закрепленным на ней сверлом 2 и направляющим 3. По шлангу 5 от насоса 9 подводится смазочно-охлаждающая жидкость. При сверлении вращается только ротор, а сверло имеет только поступательное движение для подачи от суппорта. Благодаря вращению детали исключается увод сверла и получается правильная, не отклоненная ось отверстия. Уралмашзавод наряду с вращением ротора применил вращение борштанги с режущим инструментом (при помощи специального редуктора), что позволило ему в 2-2,5 раза повысить производительность сверления.

Подача охлаждающей жидкости осуществляется через центральное отверстие сверлильной головки, а от нее — вместе со стружкой через

Рис. 7-7. Установка для глубокого сверления роторов:

1 — ротор; 2 — сверло; 3 — направляющие; 4 — державка сверла; 5 — шланг для охлаждающей жидкости; 6 — задняя бабка; 7 — стойка; 8 — люнет; 9 — насос



кольцевой канал между стенкой отверстия и борштангой или же жидкость подается в этот канал и выходит вместе со стружкой через отверстие головки и борштанги.

Для глубокого сверления применяются специальные сверла разных конструкций. Наиболее простые из них — это пушечные и ружейные, имеющие одну режущую кромку и большую направляющую часть за режущей кромкой; сверло направляется по уже просверленной части отверстия.

В турбинных валах применяют сверла с двумя режущими кромками.

Предварительное сверление и расточка под термообработку производятся с припуском 10—15 мм на сторону.

Термическая обработка. После предварительной механической обработки ротор имеет припуски по всем наружным диаметрам на сторону по 15—20 мм, припуски по осевым размерам, в том числе и по прорезанным кольцевым канавкам между дисками, также по 15—20 мм, а по центральному отверстию по 10—15 мм на радиус. В таком виде заготовка поступает в термический цех на термообработку.

Вторая предварительная токарная обработка после термической. После термической обработки ротор (вал) поступает в механический цех на разметочную плиту для определения фактического прогиба в результате термической обработки детали и выявления величины припусков для последующей механической обработки. При прогибе, превышающем допустимый, выписывается извещение о браке.

При удовлетворительных результатах проверки ротор (вал) поступает на токарный станок для вырезки колец на определение остаточных напряжений, вырезки образцов для испытания механических свойств, производится дальнейшая механическая обработка согласно задаточному чертежу (см. рис. 7-3). Шейки ротора и вала, участки ротора около первого и последнего дисков и между регулирующим и вторым дисками, торцы ротора (вала), торцы первого и последнего дисков обрабатываются под $\nabla 7$ и проверяется макроструктура этих мест.

Чистовая расточка центрального отверстия после термообработки. Если после термообработки ротор имеет искривленную ось, то вначале производится черновая расточка отверстия. Припуск под чистовую расточку составляет 4—5 мм. Расточка производится на том же станке, что и сверление, но для этого сверло заменяется резцовой головкой. Так как чистота обработки центрального отверстия должна быть не ниже $\nabla 5$ (для возможности перископического осмотра после расточки резцовой головкой), отверстие подвергается дополнительной обработке развертыванием при помощи плавающей развертки с двумя ножами, устанавливаемой в ту же головку, которой растачивали отверстие.

В тех случаях, когда при перископическом осмотре расточенного центрального отверстия обнаруживаются трещины или местные большие скопления шлаковых включений, они удаляются при помощи пневматических шлифовальных машинок на глубину 2—3 мм или местным растачиванием на станках глубокого сверления при большой глубине зачистки.

По окончании всех этих работ и выполнении всех контрольных испытаний материала заготовка ротора (вала) отправляется на турбинный завод. В паспорт поковки заносятся номера поковки и плавки, номера чертежей поставщика и заказчика, химический состав, режим отжига, режим термической обработки, механические свойства материала, величина остаточных напряжений, результаты серных отпечатков, результаты проверки на отсутствие флоксов и шлаковых включений, результаты ультразвукового контроля и дается общее заключение о годности за подписью ОТК завода. На обработанной поковке выбиваются клейма номеров поковки,

плавки, чертежа и т. п. Паспорт вместе с поковкой подлежит отправке заказчику на турбостроительный завод.

Все перечисленные выше работы могут выполняться целиком на металлургическом заводе, иногда часть их выполняется на заводе-заказчике, а другая на заводе-поставщике (например, в случае нахождения обоих заводов в одном городе).

Окончательная обработка на турбинном заводе. По доставке заготовки ротора (вала) на турбинный завод Бюро контроля материалов ОТК завода сверяет клейма на заготовке с паспортом и проверяет соответствие всех паспортных данных техническим условиям на поставку. Обычно первые операции обработки ротора на станке связаны с контрольными испытаниями материала заготовки. Ротор поступает на токарный станок, протачиваются шейки под подшипники «как чисто» и от бочки ротора отрезаются кольца размерами 25×25 мм для определения остаточных напряжений. Из припусков от концов ротора (вала) берутся продольные образцы для определения механических свойств. Из колец 25×25 мм вырезаются тангенциальные образцы.

В случае удовлетворительных результатов испытаний на токарном станке отрезаются остатки пробы на концах ротора (вала) и оба торца подрезаются с припуском 1 мм на сторону.

Все операции по окончательной обработке ротора являются наиболее ответственными по своей сложности и высокой степени точности. Всякое отклонение от тех требований, которые предъявляются к чистовой обработке ротора (вала), может повести к забракованию ротора, что связано с большими денежными затратами. Поэтому при всех операциях окончательной обработки роторов и валов требуется очень тщательная установка и выверка детали на станке, выполнение всех операций обработки с ориентировкой на одни и те же технологические базы.

Проверка роторов и валов на станке всегда ведется по крайним шейкам индикатором с точностью до 0,01–0,02 мм, и при любом кантовании детали обязательно выверяются вновь.

За радиальную технологическую базу обычно принимают рабочие шейки под подшипники. При установке ротора на токарном станке проверяется соосность этих шеек по отношению к центральному отверстию, и в случае отклонения биения свыше допустимого 0,25 мм (биение отверстия проверяется по индикатору с двух сторон по длине и по отношению к шейкам) производится проточка шеек. ХТГЗ, кроме того, проверяет на станке прямолинейность центрального отверстия и при кривизне его свыше 0,3 мм производит расточку отверстия для удаления этой кривизны.

По достижении необходимой соосности шеек и центрального отверстия заготовка точится, как это принято на ЛМЗ, с припуском 3 мм на сторону по всем диаметрам и длинам (при этом наблюдают за ломкостью стружки).

Торцы вала, торцы бочек и участки перехода от бочки к валу, опорные шейки, один промежуток между дисками (для цельнокованого ротора) обрабатываются с припуском на сторону 0,5 мм по цилиндрической поверхности и 1,5–2,0 мм по торцовым поверхностям и полируются под $\nabla 7$ для травления на проверку отсутствия флокенов и шлаковых включений. На целькованных роторах одновременно обрабатываются диски первой, двух средних и последней ступеней по наружным диаметрам под $\nabla 6$ с допустимым биением не более 0,02 мм как базы для проверки по индикатору при тепловой пробе ротора.

Далее проводится снятие серных отпечатков, травление на флокены и шлаковые включения и ультразвуковой контроль. Центральное отверстие ротора (вала) на заводе-поставщике покрывается предохранительной

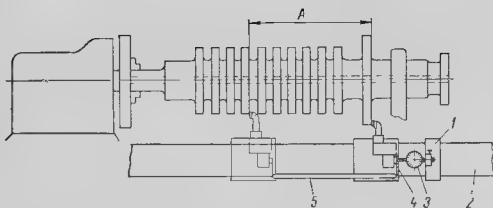


Рис. 7-8. Замер осевых размеров при помощи индикаторного приспособления

смазкой от коррозии; на турбинном заводе отверстие очищается от смазки и проводится контрольный перископический осмотр центрального отверстия ротора для выявления каких либо металлургических дефектов. Перед тепловой пробой на расточной колонке во фланце ротора сверлятся отверстия для соединения с приводом установки, и ротор и тупа-го-ризон-тальную электропечь для тепловой пробы.

ХТГЗ во избежание погиба ротора при этой пробе из-за разной степени почернения по окружности предварительно окрашивает его серебряным. Описание подготовки к тепловой пробе ротора, сам процесс тепловой пробы и оценка результатов даны на стр. 129.

Обработанный под тепловую пробу ротор должен иметь припуск на сторону не более 3 мм.

Тепловой пробой заканчивается первый этап окончательной обработки ротора на турбинном заводе, связанный в основном с контрольной проверкой качества материала заготовки. Далее следует чистовая токарная обработка ротора, наиболее трудоемкая и ответственная операция, требующая для своего исполнения до 250 нормо-ч. При этом оставляется припуск 0,3 мм на сторону под шлифование на участках ротора под насадные диски и опорные шейки. Если по конструкции конец ротора под соединительную муфту имеет конусную форму, то проточка его производится по муфте с пригонкой по краске.

Для сокращения цикла токарной обработки ротора используется одновременно несколько суппортов. При проточке ротора очень сложно получить осевые размеры в пределах чертежного допуска. Как было указано на стр. 134, допуск на неточность исполнения в осевом направлении колеблется от $\pm 0,05$ до $\pm 0,15$ в зависимости от расстояния до технологической базы.

Наиболее совершенным способом контроля подрезки торцов и, следовательно, соблюдения чертежных размеров является применение индикаторного приспособления и набора штихмасов (рис. 7 8). На стойке 1, установленной на направляющих станины 2 станка, крепится индикатор 3. Стойка может передвигаться вдоль станины и фиксироваться специальным стопором к направляющим станка. На суппорте напротив ножки индикатора устанавливается палец с плоской торцевой поверхностью 4 (фиксатор). После подрезки первой базовой торцевой поверхности, не отводя резца, к суппорту подводят стойку с индикатором и упирают ножку индикатора в фиксатор с некоторым нажимом. Затем стойку с индикатором закрепляют стопором неподвижно и шкалу индикатора ставят на нуль. Суппорт с резцом передвигается для обработки торца следующего диска (или уступа вала), а необходимое расстояние, например А, замерится

штихмасом 5 требуемого размера А, вставляемым между фиксатором и ножкой индикатора. Для поддержания штихмаса на направляющие стайка устанавливают две стойки. По окончании обработки данного торца (уступа) устанавливают штихмас другого требуемого размера по чертежу для торца следующего диска и производят его обработку и т. д.

Измерение диаметров производят специальными микрометрическими скобами. С помощью индикатора, располагая исходной базой (уже проточенным диаметром), можно также на ходу замерять диаметры следующих ступеней, при этом индикатор устанавливается на суппорте, а упор прикрепляется к верхней каретке.

Подрезка всех торцевых поверхностей дисков цельнокованого ротора от одной базы обеспечивает необходимую (по чертежу) точность осевых размеров, а проточка посадочных мест дисков для хвостов лопаток производится (принимая за базу торец каждого диска) с размерами по предельным скобам и пластинам. Такой порядок обработки гарантирует точность выполнения проточной части ротора в осевом направлении и, следовательно, правильность осевых зазоров в проточной части турбины.

Обработка посадочных мест под хвосты рабочих лопаток в цельнокованом роторе производится по той же описанной схеме, что и для наборных дисков.

Галтели в местах перехода от одного диаметра к другому обрабатываются специальными резцами с соответствующим радиусом, уплотнительные канавки и режутся многолездовыми оправками за одну установку.

На рис. 7-9 и 7-10 показана соответственно обработка цельнокованого ротора и вала на токарном станке.

Следующая операция по механической обработке ротора связана со сверлением пароразгрузочных отверстий, фрезерованием шпоночных пазов, фрезерованием замков на дисках для ввода лопаток, сверлением отверстий по кондуктору во фланце жесткой муфты (если таковая предусмотрена конструкцией). Для этого ротор (вал) поступает на разметочную плиту, где и производится разметка согласно чертежу на все вышеуказанные работы. Обработка отверстий производится по 4-му классу точности, в большей точности нет необходимости, но обязательно с чистотой не

Рис. 7-9. Обработка ротора высокого давления турбины К-200-130 на токарном станке



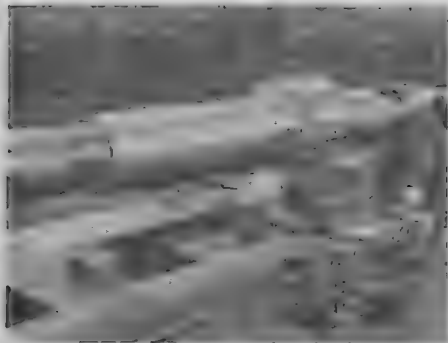


Рис. 7-10. Обработка вала низкого давления турбины К-200-130 на токарном станке

меньше $\nabla 6$ и галтелями радиусом не менее 3-5 мм для уменьшения концентрации напряжений. Последовательность обработки этих отверстий: сверление, зенкерование, обработка галтелей с двух сторон каждого диска, развертывание отверстий и полирование. Вся работа производится на горизонтально-расточных станках. Во избежание увода режущего инструмента применяются кондукторы.

В качестве режущего инструмента применяются сверла, зенкеры, развертки, зенковки для галтелей, специальные удлинители для инструмента из-за больших расстояний от станка до обрабатываемых мест на роторе. Ротор устанавливается на станке перпендикулярно к направляющим станка на специальных люнетах, выверяется соосность одного из рядов отверстий по отношению к шпинделю станка, ставится кондуктор на последний диск (или первый по ходу сверления). Отверстия сверлятся с припуском в 2 мм на диаметр (для зенкерования и развертывания). По мере надобности кондуктор переставляется на последующие диски. Затем производится зенкерование и прочие операции. По выполнении отверстий в одном ряду ротор поворачивается на один шаг пароразгрузочных отверстий и в той же последовательности обрабатываются отверстия второго ряда и т. д.

На этом же станке обычно производится и фрезерование шпоночных пазов на вале (роторе) — рис. 7-11. Для этого вал устанавливается параллельно движению колонки станка, выверяется по крайним шепкам по индикатору, закрепленному в шпинделе станка, на параллельность в горизонтальной и вертикальной плоскостях с точностью до 0,02 мм. Такая тщательная установка необходима для получения после фрезерования параллельности шпоночных пазов оси вала с возможным отклонением не более 0,015 мм на 100 мм длины паза.

За эту же установку на горизонтально-расточной колонке производится и фрезерование пазов в дисках цельнокованого ротора под замковые лопасти.

Калужский турбинный завод фрезерование малых шпоночных пазов на валах выполняет на токарном станке. Вал устанавливается в центрах,

проверяется по индикатору, на суппорт станка крепится переносная электромашинка с закрепленной на валшке концевой фрезой, фреза вращается, а суппорт перемещается в продольном направлении (вал остается неподвижным).

При двух шпоночных пазах симметричность расположения их проверяется скобой с индикатором, при трех пазах — с помощью специальных шаблонов.

Последней операцией механической обработки вала (ротора) является шлифование. При этой операции вал (ротор) получает окончательные точные размеры, правильность геометрической формы и необходимую чистоту обработки всех посадочных мест и шеек под подшипники.

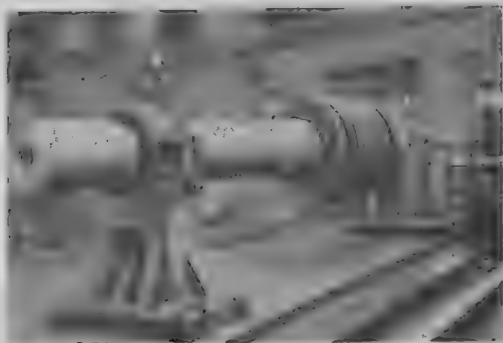
Для шлифования посадочных мест под диски при токарной обработке предусматривается заход шлифовального камня и выход его для каждого участка вала.

В настоящее время после введения на ЛМЗ доводки втулочного отверстия в дисках на карусельном станке путем полирования и получения отверстия в пределах чертежного допуска посадочные места под диски на валах шлифуются по чертежным размерам вала. Такая независимая чистовая обработка вала и дисков улучшила планирование производства, снизила цикл обработки их и создала возможность взаимозаменяемости дисков одинаковых ступеней.

В технологическом процессе ХТГЗ после механической обработки ротора и до облопачивания его предусматривается проведение контрольной статической балансировки с целью проверки возможного нарушения его статической уравновешенности в результате дефектов механической обработки (например, несоосность опорных шеек и прочих цилиндрических поверхностей ротора).

По выполнении механической обработки ротора (вала) шейки его консервируются, обертываются бумагой, закрываются предохранительным кожухом, и ротор отступает на участок облопачивания, а вал на насадку дисков.

Рис. 7-11. Фрезерование шпоночных пазов на роторе на горизонтально-расточном станке



В практике турбостроения сварные роторы начали применяться в сороковых годах текущего столетия. Причины применения сварки в таких ответственных деталях, как турбинные роторы, самые различные. У заграничных фирм значительную роль играют конъюнктурные условия — трудность получения крупных поковок высокого качества, их дороговизна — это заставляло их искать новые конструктивные решения, в результате чего и появились сварные роторы, состоящие из отдельных поковок, относительно небольших по весу и габаритам, не представляющих каких-либо трудностей для их металлургического выполнения.

ХТГЗ для ротора низкого давления турбины К-150 130 применил сварную конструкцию (см. рис. 7-1, б), позволившую запроектировать турбину в двухцилиндровом исполнении. Вес такого сварного ротора составляет 36 т. Изготовление его из одной поковки потребовало бы слитка весом 180—200 т, отковать такой слиток возможно только на гигантских прессах мощностью около 15—20 тыс. т, что, конечно, неосуществимо. Выполнение ротора с насадными дисками было вполне возможно, но вследствие сравнительно высоких напряжений в расточках дисков необходимо увеличение осевых размеров ступиц дисков, что влечет за собой увеличение длины ротора низкого давления и его цилиндра и увеличение веса цилиндра вместе с ротором. Применение сварной конструкции ротора, в котором диски выполнены без центрального отверстия, сплошными, позволило почти вдвое снизить напряжения во внутренних точках дисков и, следовательно, сократить толщину дисков в центральной части, т. е. уменьшить их осевые размеры. Благодаря этому завод смог, перебросив часть ступеней из ЦВД в ЦНД со сварным ротором, разместить на роторе ЦНД 12 ступеней при средних диаметрах 1960—2125 мм, а ротор высокого давления выполнить цельнокованным с допустимым количеством ступеней.

ЛМЗ для стационарной газовой турбины мощностью 12 000 квт типа ГТ-12 650 вынужден был, учитывая высокие температуры газа, изменить заготовки (поковки) для деталей роторов из сталей аустенитного класса марок ЭИ405 и ЭИ572. Так как чистый вес цельной поковки ротора, например ВД, составлял 9,3 т, то изготовление в то время (в 1955 г.) поковки высокого качества из такой стали и такого веса не представлялось возможным. Применение обычной конструкции ротора с насадными дисками недопустимо было из-за высоких рабочих температур газа, так как при принятых напряжениях во втулочных отверстиях насадных дисков это повело бы к ослаблению посадки дисков на валу. Таким образом, только применение сварно кованой конструкции роторов высокого и среднего давлений позволило решить задачу создания надежных в эксплуатации роторов для турбины ГТ 12-650.

Независимо от причин создания заготовок турбинных роторов сварной конструкции они обладают рядом преимуществ:

- 1) в них используются отдельные поковки сравнительно небольших размеров и весов, что упрощает работу металлургических заводов по изготовлению поковок высокого качества и облегчает контроль их;
- 2) в дисках ротора нет необходимости делать центральное отверстие, это позволяет повышать нагрузку на ротор от действия центробежных сил;
- 3) сварные роторы в отношении критического числа оборотов являются более жесткими по сравнению с цельноковаными или наборными роторами таких же размеров, так как они имеют меньший вес;
- 4) будучи более легкими, они дают меньшую нагрузку на опорные подшипники;

а)

б)

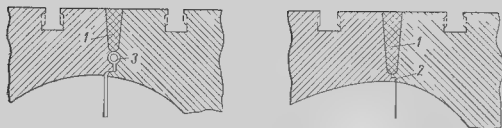


Рис. 7-12. Конструкция сварного шва в роторах турбин ББЦ: а — первоначальная; б — современная

5) сварные роторы хорошо приспособлены к работе при высоких температурах, обладают хорошей тепловой стабильностью, почти не имеют изгиба при нагреве, допускают применение больших окружных скоростей (все по сравнению с другими конструкциями роторов);

6) отдельные составные части сварного ротора в случае необходимости по условиям работы могут изготавливаться из разных марок сталей, например части, находящиеся в зоне высоких температур, из аустенитной стали, а прочие из перлитной.

Недостатками сварных роторов являются его сварные швы. При условии полного обеспечения прочности ротора прочность швов из наплавленного металла всегда ниже прочности основного кованого металла. Поэтому высокое качество сварных роторов зависит от конструкции сварного шва, выбора электродов, рациональной технологии сварки и неуклонного ее исполнения на практике, правильной термической обработки и методов контроля.

Конечно, на качество сварки влияет и выбор материалов составных частей, и конструкция их соединений между собой. Представляет, например, интерес опыт фирмы «Гроув—Бовери» в части выбора конструкции сварного шва. На рис. 7-12 показана более ранняя конструкция образования сварного шва (а) и последняя, улучшенная (б). В первоначальной конструкции шва 1 под ним располагалась трубка с разрезом 3 (а). При охлаждении наплавленного металла трубка сжималась и это должно было исключать образование трещин в основании шва. Наличие вырезов в корне шва, являющихся концентраторами напряжений, снижало усталостную прочность сварного соединения, и прочность шва оказывалась ослабленной. На рис. 7-12, б соседние части соединяются между собой при помощи буртика 2, который полностью проваривается вольфрамовым электродом с соответствующей присадкой в среде защитных газов. Дальнейшая сварка проводится обычным способом. В таком шве концентрация напряжений исключается, но требуется очень тщательная сборка ротора под сварку и сварка корневой части шва.

Опыт эксплуатации большого количества сварных роторов зарубежных фирм и наших отечественных заводов показал их полную надежность в работе. Исследование ЦНИИТмашем работы сварного ротора газовой турбины типа ЗІТУ-700 показало, что на протяжении 25 000 ч сварной ротор не подвергся сколько нибудь заметной деформации, которая повлекла бы за собой нарушение его уравновешенности. Некоторое снижение свойств пластичности сварных соединений является допустимым для надежной работы этого ротора [26].

При изготовлении сварных роторов усложняется производство турбин на турбостроительном заводе, повышается трудоемкость их изготовления и удлиняется цикл производства. Поэтому при выборе сварной конструкции ротора необходимо оценить технико-экономические

показатели изготовления роторов разных конструкций и только после такого сравнения остановиться на той либо иной конструкции ротора.

Сварка роторов производится методом электродуговой сварки. Газовая сварка для этих целей совершенно не применяется из-за окисления расплавленного металла; зона разогрева металла и усадки относительно велика, что вызывает большую деформацию сварного соединения.

Качество сварного соединения, т. е. наплавленного металла и металла околошовной зоны, подвергающегося при сварке термическим воздействиям, должно удовлетворять требованиям структурной однородности и обладать высокими прочностными и пластическими свойствами. Остаточные напряжения после сварки и термической обработки должны быть минимальными.

При дуговой сварке вследствие неравномерного нагрева свариваемых деталей происходит усадка сварных швов, изделие деформируется и его геометрические размеры меняются. Поэтому при сварке отдельных заготовок между собой в них предусматриваются такие припуски (после их предварительной механической обработки), которые позволили бы после сварки и термообработки при окончательной механической обработке получить требуемые размеры изделия. В сварных роторах, составленных из отдельных дисков или барабанов, вследствие недоступности к внутренним полостям устранение радиальных деформаций ротора окончательной механической обработкой возможно только в части наружных цилиндрических поверхностей. Биеение ротора устраняется по этим поверхностям, внутренние же поверхности остаются без дополнительной обработки, что влечет за собой разностенность ротора и, следовательно, его динамическую неуравновешенность (см. рис. 71, б). Поэтому одним из основных требований, предъявляемых к сварке ротора и его термообработке, является весьма жесткий допуск по биеению ротора на токарном станке перед механической обработкой: радиальное биеение ротора относительно оси не должно превышать 0,5 мм. Выведение такого биеения при механической обработке не вызовет недопустимого динамического небаласта ротора.

Осевые размеры ротора после сварки (учитывая усадку металла в сварных швах, особенно при сварке аустенитных сталей) могут значительно меняться. Заранее зная величину усадки швов в осевом направлении, компенсируют ее соответствующим припуском при сборке ротора под сварку, чтобы после сварки получить необходимые чертежные размеры в осевом направлении. Конструкция соединения дисков между собой должна позволять их сближение по оси при усадке шва в процессе сварки.

Указав основные требования, предъявляемые к сварным соединениям, рассмотрим технологическую схему изготовления сварных роторов и в качестве примера возьмем ротор высокого давления газовой турбины 1Т-12-650 ЛМЗ с начальной температурой газа 650° С (рис. 7-13). Состоит он из семи частей — двух концевых и пяти средних дисков без центрального отверстия. Наибольший вес отдельной заготовки около 2 т, чистый вес готового ротора (без лопаток) 9,3 т, полная длина его 4450 мм. Материал деталей ротора — аустенитная сталь марки ЭИ405, свариваемость ее удовлетворительная. Ротор изготовлен сварным из-за невозможности в то время получить единую заготовку таких размеров и веса.

Все заготовки прошли полный контроль качества материала и механическую обработку.

Принятая конструкция соединения отдельных деталей между собой и сварного шва 2 показана на рис. 7-13 (узел 1).

Сборка ротора под сварку производилась в вертикальном положении и начиналась с задней концевой части ротора, устанавливаемой специально

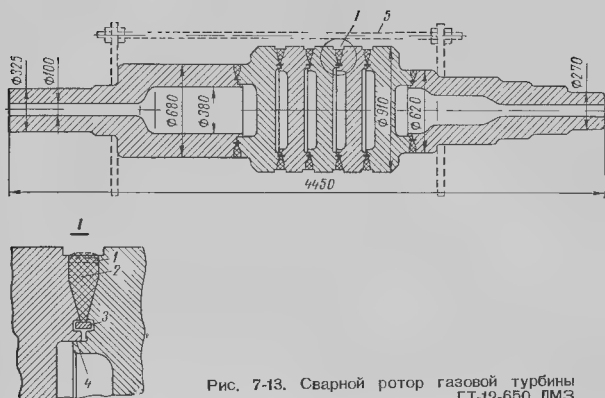


Рис. 7-13. Сварной ротор газовой турбины ГТ-12-650 ЛМЗ

ном приспособлении. Центровка деталей между собой достигалась при помощи посадочных поясков 4. В специальную выточку заводилось подкладное кольцо 3, назначением которого при сварке было создавать первоначальный базовый слой; форма выточки в то же время должна была способствовать уменьшению концентрации напряжений. Затем по окружности раставлялось шесть распорных дистанционных пластин 1 (показано пунктиром). Длина этих пластин учитывала осевую усадку сварного шва, которая была определена заранее при сварке опытных макетов ротора. В данном случае величина этого припуска, учитывающего поперечную усадку шва, составляла 6 мм на каждый шов, и длина пластин слагалась из чертежного размера длины шва в осевом направлении и припуска 6 мм.

Диск, подлежащий насадке, нагревался газовой горелкой до температуры 80—100° С и насаживался на центрирующую выточку до упора в распорные пластины. По остывании таким же образом производилась посадка следующего диска, и процесс насадки повторялся до полной сборки ротора. Так как в таком виде ротор не обладает достаточной жесткостью, то для того чтобы перекантовать его для сварки в горизонтальное положение, его стягивали при помощи приспособления, состоящего из двух шайб с тремя стяжными тягами 5 по окружности. Равномерный натяг по тягам контролировался наклеенными на тяги тензометрами сопротивления. Чтобы при усадке шва в процессе сварки не производить постоянного подтягивания гаек, под них подкладывались тарельчатые пружины.

Для возможности поворота ротора сварка его производилась на приспособлении в центрах. Поворачивание ротора создавало необходимые удобства для сварки: позволяло сварку производить все время с боковых сторон ротора в горизонтальном положении, а также позволяло без затруднений проводить проверку радиальной деформации ротора (блени) по индикатору. Сварку можно начинать с любого шва, но в пределах каждого шва порядок наложения каждого слоя шва определялся в результате проверки деформации (блени). Проверка по индикатору производилась по краям ротора вне стяжного приспособления. После сварки

каждого соединения на глубину около 8—10 мм распорные пластины срезались, чтобы они не мешали усадке швов при дальнейшей сварке. Сварка слоями производилась не сразу по всей окружности, а короткими диаметрально противоположными участками (на одном концевом диске предварительно размечается разбивка окружности на 16 равных частей). Появляющийся прогиб, отмеченный по нидикатору, исправлялся путем наварки на участке с выпуклой стороны ротора. Биеение свыше 0,5 мм не допускалось, так как выправить его сваркой затруднительно.

После заварки всех швов на $\frac{1}{3}$ их глубины стяжное приспособление снималось, так как ротор к этому времени получил уже достаточную жесткость.

В данном случае вся сварка ротора производилась без подогрева, в холодном состоянии, так как предварительный подогрев аустенитных сталей перед сваркой способствует образованию «горячих» трещин как в наплавленном, так и в основном металле [18].

Контроль качества сварных швов производился послойной проточкой швов и их травлением, а также ультразвуковым методом. Вследствие крупной кристаллической структуры аустенитных швов, глубина прозвучивания ограничивается примерно 45 мм, а потому этот вид контроля производится два раза: первый — при сварке шва на половину его глубины, второй — по окончании сварки [19].

Проведенные исследования наплавленного металла сварных швов на опытных роторах выявили величину остаточных напряжений, близких к пределу текучести материала (47,5 кг/мм² при пределе текучести 57 кг/мм²). Поэтому для снятия остаточных сварочных напряжений ЛМЗ провел высокотемпературную стабилизацию ротора при температуре 850°С с выдержкой в течение 10 ч и охлаждением в печи. Осуществлялась стабилизация в горизонтальной электрической печи, предназначенной для тепловой пробы роторов при вращении ротора с числом оборотов около двух в минуту.

После сварки и стабилизации роторы проверялись на токарном станке на биеение. Биеение составляло не более 0,5 мм, т. е. находилось в пределах технических условий.

Для контроля после механической обработки и до облопачивания роторы были подвергнуты проверке на станке для динамической балансировки, давшей также удовлетворительные результаты.

По рекомендации ЦНИИТмаша для сварки были применены электроды: для первого слоя разделки под сварной шов ЦТ-4, для всей сварки — ЦТ-7 [7]. При конструкции этой разделки, как это указано на рис. 7 12, сборка ротора производится в вертикальном положении по посадочным буртикам в упор деталей друг к другу и в таком же положении производится автоматическая сварка корневой части шва в среде защитных газов при вращении ротора в приспособлении с проваркой насквозь. После сварки корневой части швов дальнейшая сварка ротора производится в горизонтальном приспособлении.

Сварной ротор низкого давления турбины К 130-130 ХТГЗ, конструкция которого приведена на рис. 7-1, б, состоит из семи отдельных частей с наибольшим весом отдельной поковки около 9 т. Материал деталей ротора — сталь марки 34ХМ. Для улучшения свариваемости содержание молибдена было повышено до 0,4—0,6%. Сварка производится электродами ЦЛ 30, обеспечивающими высокие прочностные свойства сварного соединения.

Конструкция разделки шва и центровка отдельных деталей между собой показана на рис. 7 13, (узел I). Сборка ротора под сварку производится совершенно так же, как и роторов ГТ-12 650, в вертикальном по-

ложеиш: в радиальном направлении детали центруются путем заточек, в осевом — путем установки распорных планок, учитывающих поперечную усадку шва. Величина этой усадки для сварки швов роторов из перлитной стали примерно на 30% меньше, чем для роторов из аустенитной стали [20]. По окончании сборки ротора на него устанавливается специальное стяжное приспособление с усилием сжатия в 80 Т. Сварка выполняется в два этапа с предварительным и сопутствующим подогревом до температуры 300° С. Пока ротор находится в стяжном приспособлении, нагрев его производится газовыми горелками. Первый этап сварки — это нанесение первых слоев сварки, проверка и выправление биения, удаление распорных пластин, подтяжка стяжных болтов для сохранения натяга при усадке ротора

Второй этап сварки связан с удалением стяжного приспособления и подогревом ротора при помощи специального индукторного устройства, позволяющего осуществить равномерный подогрев свариваемых деталей во время вращения ротора. Температура нагрева периодически проверяется контактной термопарой. В процессе сварки ротора производится послойный контроль швов и периодически проверяются геометрические размеры ротора.

По окончании сварки для снятия остаточных напряжений ротор подвергается низкотемпературному отжигу — нагреву до температуры 630° С с выдержкой при этой температуре 40 ч [20]. Качество сварных швов термообработанного ротора проверяется ультразвуком.

После термообработки и контроля швов ротор точится под статическую балансировку и проводится контрольная балансировка. После полной механической обработки биение по бочке ротора не превышает 0,04 мм. При ручной сварке длительность сварки составляет около месяца при трехсменной работе.

Фирма «Броун—Бовери» при изготовлении сварных роторов кроме применения современных методов дефектоскопии производит также испытание роторов в разгонной яме.

После сварки и термической обработки ротора производится его механическая обработка по технологическому процессу, описанному выше.



СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ МУФТЫ

НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ

Соединительные муфты предназначены для соединения между собой двух и более роторов и для передачи крутящего момента от отдельных роторов турбины к ротору машины, приводом которой они являются (например, к ротору генератора, насоса, компрессора и т. п.).

В турбостроении муфты по своей конструкции разделяются:

- 1) на жесткие;
- 2) полугибкие;
- 3) гибкие (подвижные).

Жесткие муфты связаны между собой болтами и совершенно не допускают никаких перемещений валов по отношению друг к другу в каком либо направлении. Они могут выполняться в виде насаживаемых на концы роторов полумуфт (рис. 8-1), такая конструкция применяется как на малых турбинах при передаче сравнительно небольших крутящих моментов, так и на турбинах вплоть до самых больших мощностей (например, жесткая муфта между ротором низкого давления и ротором генератора в турбине К-300-240 ЛМЗ), или вытачивается в виде фланца за одно целое с ротором. Примером такой конструкции муфты является жесткая муфта между роторами высокого и среднего давлений турбины К 200-130 или К-300-240, изображенная на рис. 8-1, а. Применение в таких роторах муфт, выполненных вместе с валом, допустимо, так как в конструкции ротора отсутствуют какие либо насадные детали, наборке которых могла бы препятствовать неразборная жесткая полумуфта, с другой стороны, вся конструкция муфты становится проще для производства.

Полугибкие муфты обычно состоят из насаживаемых на роторы двух полумуфт, которые связываются между собой упругими оллистой формы

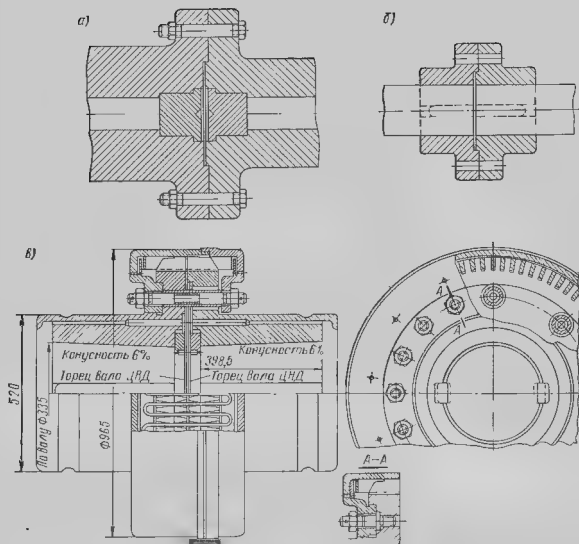


Рис. 8-1. Конструкция соединительных муфт: а — жесткая за одно целое с валом; б — жесткая разъемная; в — гибкая типа Бибби

промежуточными соединительными частями (одной или двумя) На рис. 8-2 приведена конструкция такой полугибкой муфты для соединения роторов среднего и низкого давлений турбины К 200-130 ЛМЗ. За счет деформации волнистой части эти муфты допускают некоторый незначительный излом линии осей обоих валов, т. е. угловое смещение их между собой. Необходимость такого небольшого излома оси агрегата возникает в эксплуатации турбины при различных тепловых расширениях по высоте с обеих сторон муфты корпуса подшипника, что и приводит к некоторой расцентровке роторов турбины. Осевого взаимного перемещения роторов полугибкие муфты совершенно не допускают. Наоборот, их осевая жесткость должна быть достаточно большой для передачи осевых усилий на один общий упорный подшипник для двух роторов без какого-либо их перемещения между собой.

Гибкие (подвижные) муфты допускают некоторое относительное смещение соединяемых роторов в радиальном и осевом направлениях, а также и под некоторым углом и таким образом допускают возможные большие неточности при центровке роторов турбины в процессе монтажа и компенсируют некоторую расцентровку роторов в эксплуатации турбины. Конструктивное выполнение их бывает самое разнообразное: кулачковые типа АЕГ, зубчатые, пружинные типа Бибби и пр. На рис. 8-4, в представлена гибкая муфта Бибби.

При общей сборке турбины на заводском стенде, а также при монтаже ее на месте установки производится специальная операция,

называемая центровкой роторов по полумуфтам. Приведенные выше характерные особенности разных типов муфт требуют при центровке роторов по полумуфтам особого подхода и различных допусков в зависимости от конструкции муфты. Наиболее высокие требования предъявляются к жестким муфтам, где допуски на центровку в турбинах с числом оборотов 3000 в минуту составляют 0,02–0,03 мм (при двух подшипниках на каждом роторе), в то время как для гибких муфт со змеевидной пружиной Бибби этот допуск равен 0,04–0,08 мм (более подробно см. табл. 19–8). Самая незначительная расцентровка роторов с жесткой муфтой (т. е. несопадение осей) приводит в эксплуатации турбины к весьма значительной вибрации вследствие возникновения возмущающих сил из-за поперечного периодического перемещения роторов в подшипниках, граничащих с муфтой. Так как при жестких муфтах для двух роторов обычно применяется три подшипника (в то же время высотные тепловые расширения корпусов подшипников весьма различны), то выбор допусков по центровке роторов с жесткими муфтами в вертикальной плоскости производится на основе специальных расчетов, проверяя эксплуатацию турбины на первых ее образцах.

Наоборот, гибкая муфта как бы приспосабливается к работе роторов турбины, что и позволяет принимать большие допуски при центровке роторов с такими муфтами.

В эксплуатации турбины при больших допустимых отклонениях в центровке роторов вибрация турбины будет в приемлемых пределах, но муфта будет находиться в более тяжелых условиях работы, вызывающих ее повышенный износ. Поэтому гибкие муфты требуют при своем изготовлении большой точности и в некоторых конструкциях, например в кулачковых, тщательной слесарной приточки. В эксплуатации надежная и длительная работа таких муфт сопровождается обильной смазкой рабочих поверхностей муфты. Исследования ВТИ показали, что при гибком соединении роторов и больших передаваемых крутящих моментов при переменных режимах работы вследствие нарушения осевых движений роторов могут возникать большие упорные усилия.

Гибкие муфты со змеевидными пружинами Бибби из-за невозможности точной пригонки гнутых пружин, трудности ее динамического уравновешивания, сложности изготовления и большой трудоемкости, повышенного износа в эксплуатации для мощных турбин постепенно перестают применяться и заменяются полугибкими волнистыми муфтами, например в турбинах К-400 90 (ВК-400 6) и К-150-130, или жесткими муфтами с тремя подшипниками на двух роторах (турбины К-300-240 и К-200-130).

В муфтах разборной конструкции (жестких, гибких и полугибких) с посадкой полумуфт на вал ротора применяется как цилиндрическая посадка, так и коническая с конусностью от 6% (для муфт Бибби) до 0,5% в волнистых муфтах и жестких. Механическая обработка полумуфт с цилиндрической расточкой отверстия и конца вала под цилиндр проще, чем обработка на конус, но так как сама посадка производится с натягом путем нагрева муфты, то пригонка шпонок и снятие таких полумуфт с вала при ремонтах турбины на месте установки весьма затруднительны. При посадке на конус обработка отверстия в муфте и конца вала производится по калибрам с пригонкой по краске и, следовательно, является более трудоемкой, чем обработка при цилиндрической посадке, зато съём такой муфты с вала, хотя она также насаживается с подогревом, значительно проще. ЛМЗ при конической посадке полумуфт применяет натяг для разных крупных турбин 0,25–0,36 мм, обеспечивающий нормальную работу муфт при рабочих числах оборотов. Практика эксплуатации тур-

бин ЛМЗ с конусной посадкой муфт не выявила каких либо недостатков, показала их полную надежность.

Детали соединительных муфт находятся в более легких условиях работы в отношении действующих нагрузок, чем турбинные диски. Они рассчитываются на максимальный передаваемый крутящий момент, но обязательно проверяются на момент короткого замыкания генератора, на основании которого и подбирается материал для муфты. Поэтому к этому материалу предъявляются требования необходимой прочности, пластичности и ударной вязкости при комнатной температуре, как для ответственных деталей турбин с худ дуальной пробой материала от каждойковки.

В зависимости от условий работы, передаваемых нагрузок и конструкции наборных муфт могут применяться разнообразные материалы. Для деталей гибких муфт часто применяют разнородные материалы, облегчающие приработку соприкасающихся рабочих поверхностей.

ЛМЗ для своих турбин больших мощностей применяет стали марок 35ХМА и 34ХН1М по пятой категории прочности с пределом текучести 50–60 кг/мм², пределом прочности не менее 70 кг/мм², относительным удлинением не менее 16%, относительным сужением не менее 45% и ударной вязкостью не менее 6 кгм/см². Вдом заготовки для деталей соединительных муфт являются поковки, изготовленные методом свободнойковки. Они не должны иметь флокенов, а также видимых невооруженным глазом плещ, трещин, песочин, волосовин, усадочной рыхлости и прочих дефектов. Наружные пороки допускаются только при условии, что они могут быть выведены при последующей механической обработке. Испытание механических свойств производится от каждой поковки.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ДЕТАЛЕЙ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ МУФТ

Муфта является проверочной базой при центровке роторов по полумуфтам; отступления, допущенные при ее изготовлении и сборке, ухудшают работу турбины в эксплуатации. Поэтому при механической обработке к деталям соединительных муфт предъявляются высокие требования независимо от их конструкции. Эти основные требования следующие.

Для жестких муфт, изготовленных заодно с валом:

- 1) торцовое биение фланца муфты не более 0,02 мм;
- 2) радиальное биение по центрирующему выступу (и выточке) 0,02 мм, по наружному диаметру фланца 0,03 мм (относительно оси);
- 3) точность выполнения наружного диаметра фланца муфты по 2 му классу, центрирующей выточки фланца по 3-му, отверстий в муфте по 2-му;

4) чистота обработки цилиндрической поверхности фланца (по наружному диаметру) — $\nabla 7$, цилиндрических поверхностей выступа и выточки — $\nabla 7$, отверстий во фланце под соединительные болты $\nabla 7$, торцовой поверхности фланца — $\nabla 6$;

5) отклонения по шагу отверстий во фланце муфты под соединительные болты $\pm 0,15$ мм, суммарное отклонение на 5–6 шагов (в зависимости от числа отверстий) не более $\pm 0,2$.

Для жестких муфт с насадными деталями и полугибких муфт:

- 1) торцовое биение всех отдельных деталей муфты не более 0,03 мм;

2) радиальное биение по отношению к оси деталей по наружному диаметру фланцевых соединений муфты 0,03 мм, по прочим диаметрам не более 0,05—0,06 мм;

3) точность выполнения наружного диаметра фланцев муфты и отверстий под соединительные болты по 2-му классу;

4) чистота обработки цилиндрической поверхности по наружному диаметру фланцевого соединения муфты — $\nabla 7$, остальных поверхностей — $\nabla 6$;

5) отклонения по шагу отверстий во фланцах под соединительные болты $+0,15$ мм, суммарное отклонение на 5—6 шагов не более $+0,2$ мм;

6) выполнение деталей муфты в соответствии с размерами чертежа, в особенности при волнистой конструкции, так как при сложной форме ее при механической обработке может быть получена разностенность муфты, что поведет к ее большому небалансу;

7) после насадки полумуфты на вал ротора проверка правильности посадки ее на вал на токарном станке (на биение);

8) динамическая балансировка ротора должна производиться с собранной на нем полумуфтой (в том числе и соединительной волнистой частью);

9) при конусной посадке полумуфты на вал ротора, для конусности в 0,5%, допустимое отклонение конусности $\pm 0,05\%$ и чистота обработки конца вала $\nabla 7 - \nabla 8$ (пригонка конусной части производится по краске);

10) шпоночные соединения выполняются в части ширины паза по 3-му классу точности, непараллельность граней паза между собой и по отношению к оси 0,03—0,04 мм (ХТГЗ допускает до 0,1 мм);

11) натяг при посадке полумуфты на конусный конец вала ЛМЗ принимает для своих крупных турбин 0,25—0,36 мм.

Для гибких муфт:

1) требования по торцовому и радиальному биению, точности и чистоте обработки такие же, как и для насадных деталей жестких и полугибких муфт;

2) должна производиться тщательная пригонка полумуфт совместно с промежуточной частью по их рабочим поверхностям (например, для кулачковой муфты по кулачкам) с необходимым одинаковым зазором с обратной стороны (около 0,4—0,5 мм);

3) для муфт Бибби требуется тщательное изготовление пружин так же, как и самих полумуфт с целью обеспечения одновременной работы всех витков пружин для равномерного распределения по грузкам от крутящего момента;

4) наружные детали гибких муфт должны быть обработаны так, чтобы их цилиндрические поверхности были концентричны с осью отверстия детали, а торцовые поверхности их — перпендикулярны к оси отверстия;

5) роторы турбин с гибкими муфтами должны динамически балансироваться с собранными полумуфтами.

Приведенные выше требования к механической обработке деталей наборных муфт определяют и выбор технологических баз. В качестве радиальной базы выбирается центральное отверстие насаживаемых на вал полумуфт, которое является и конструктивной базой, а для соединительных частей к полумуфтам — концентрирующие выступы на фланцах. Так как осевое положение полумуфт на валу определяется торцовой поверхностью их, то за осевую технологическую базу и принимают торцы полумуфт и соединительных частей, которые должны быть при этом обработаны строго перпендикулярно к оси отверстия.

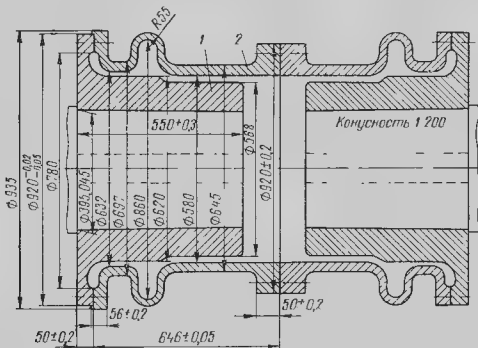
В качестве примера рассмотрим технологию механической обработки полугибкой муфты между роторами среднего и низкого давления турбины К-200 130, изображенную на рис. 8-2, по своей принципиальной конструкции наиболее часто встречающейся в современных крупных турбинах отечественного производства. Эта соединительная муфта состоит из четырех частей: двух совершенно одинаковых, насаживаемых на вал, полумуфт 1 и двух одинаковых по конструкции, но различающихся по размерам соединительных частей 2 между ними. На все детали заводом применен материал 35ХМА с категорией прочности 50. Вид заготовки — поковка. Разберем технологический процесс обработки одной полумуфты 1 и одной соединительной части 2 к ней, показанных на рис. 8-2 с левой стороны. На рис. 8-3 представлены чертежи поковки и обдирочный под термическую обработку полумуфты 1 и соединительной части 2. При чистом весе полумуфты 1, равном 804 кг, вес поковки составляет 1830 кг, ободранной заготовки — 1100 кг, т. е. степень использования металла 0,44. То же самое для соединительной части 2: вес поковки 3250 кг, ободранной под термообработку заготовки 1440 кг, вес готовой детали 600 кг. Металл поковки в этом случае используется только на 0,185, что объясняется сложной формой детали. Конечно, в дальнейшем необходимо уменьшение веса поковки поставщиком путем изготовления поволоков методом горячей штамповки.

Поковка полумуфты 1 поступает на турбостроительный завод в черном виде, проверяется по размерам заготовительного чертежа, внешнему виду, и ее клеймение сверяется с паспортом.

Первой операцией является обработка кругом на карусельном станке до размеров обдирочного чертежа с припуском от чистовых размеров по 5 мм на сторону, в таком виде заготовка поступает на термическую обработку.

Термически обработанная заготовка возвращается в механический цех, и на карусельном станке вырезаются кольца А (рис. 8-3) для определения остаточных напряжений и механических свойств материала поковки.

Рис. 8-2. Полугибкая муфта (волнистая) к турбине К-200-130



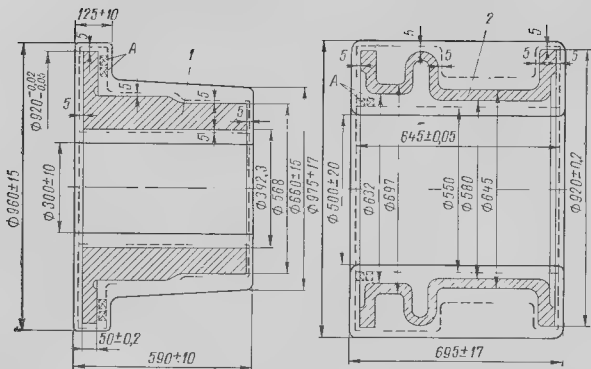


Рис. 8-3. Поковочные и обдирочные эскизы деталей полугибкой муфты:

1 — полумуфта; 2 — соединительная часть; А — образцы для пробы. Жирной линией показаны контуры локовок; пунктиром — контуры ободранной заготовки под термообработку; тонкой — контуры готовой детали

При удовлетворительных результатах испытания срезаются остатки припусков для пробы материала и заготовка полумуфты 1 обрабатывается кругом с припуском по 2 мм на сторону. Затем у полумуфты 1 за одну установку подрезается торец фланца до размера $50 \pm 0,2$ мм, протачивается фланец по окружности диаметром $920^{+0,02}_{-0,05}$ и растачивается центральное отверстие на конус 1 : 200 (0,5%) по калибру с проверкой по краске (технологические базы). Полумуфта перекаптовывается, установка ее проверяется по индикатору с точностью до 0,02 мм, и подрезается второй торец до размера $550 \pm 0,3$ мм. Протачиваются цилиндрические поверхности по диаметрам 620 и 568 мм с соответствующими радиусами переходов по чертежу. Токарная обработка сдается ОТК. Клеймо пробы сохраняется.

Соединительная часть муфты 2 при удовлетворительных результатах испытания устанавливается на карусельный станок, срезаются остатки припуска для пробы материала, и деталь протачивается кругом с припуском по 3 мм на сторону. Ввиду снятия больших припусков, производится вторичная термическая обработка для снятия внутренних напряжений, получившихся при механической обработке. Затем на токарном станке с двух сторон подрезается фланец до размера $56 \pm 0,2$ мм, протачивается поверхность диаметром 935 мм, растачиваются поверхности диаметрами 632 и 580 мм и выточки диаметрами 780 и 860 мм, протачивается наружная поверхность соединительной части по диаметрам 697 и 645 мм с переходами по чертежу. Поверхность диаметром 645 мм обрабатывается с точностью $645C_4$ для использования ее в дальнейшем как базовой для машинки при развертывании отверстий по фланцу диаметром 920 мм вместе с сопряженным фланцем. Все эти операции производятся за одну установку детали. За эту же установку протачивается внутри торец фланца диаметром 920 мм (на рис. 8-2 справа) для получения полной параллельности торцов обоих фланцев между собой и перпендикулярности их оси расточки центрального отверстия.

После перекантовки соединительной части 2 деталь устанавливается с проверкой на биение по торцу фланца и окружности диаметром $645C_4$ с точностью до $0,03$ мм. Подрезается второй торец (на рис. 8-3 справа) до размера $646,5 \pm 0,05$ мм ($645 \pm 0,05 \pm 1,5$ мм, где $1,5$ мм — припуск, необходимый для проточки этого торца в собранном виде на роторе). Окружность фланца диаметром $920 \pm 0,2$ протачивается до размера диаметром $923 - \begin{smallmatrix} 0,04 \\ 0,01 \end{smallmatrix}$; припуск $1,5$ мм оставляется на проточку муфты на роторе в собранном виде. Работа сдается ОТК на станке для возможности проверки всех цилиндрических и торцовых поверхностей на биение. Результаты контроля должны соответствовать требованиям, изложенным на стр. 154.

Затем деталь полумуфты 1 и соединительная часть 2 поступают на разметку для нанесения осевых рисок на фланцах. На столе радиально-сверлильного станка устанавливается соединительная часть 2 (правой стороной вниз), на нее с центровкой по диаметру $920 \begin{smallmatrix} 0,02 \\ 0,05 \end{smallmatrix}$ накладывается полумуфта 1, устанавливается по осевым рискам кондуктор, и производится сверление, зенкерование и развертывание 20 отверстий диаметром $40A$ под болты. Взаимное положение деталей фиксируется клеем.

Соединительная часть 2 отдельно устанавливается на стол радиально-сверлильного станка (левой стороной вниз), на фланец диаметром $923 - \begin{smallmatrix} 0,04 \\ 0,01 \end{smallmatrix}$ по осевым рискам устанавливается кондуктор для сверления по нему отверстий под болты, скрепляющие обе соединительные части. Фланец диаметром 923 мм обрабатывался с таким жестким допуском $\begin{smallmatrix} 0,04 \\ 0,01 \end{smallmatrix}$ специально под установку кондуктора. Двадцать отверстий диаметром $40A$ сверлятся, зенкеруются и развертываются с припуском для дальнейшего совместного развертывания их при центровке роторов среднего и низкого давления по полумуфтам.

Затем полумуфта 1 размечается под два шпоночных пазы шириной $80A_3$, и на долбежном станке производится долбление этих пазов. При этом установка полумуфты на столе тщательно проверяется для получения необходимой параллельности граней пазов оси центрального отверстия полумуфты.

Как уже указывалось, правый фланец соединительной части 2 обрабатывается с припуском по диаметру на $1,5$ мм (вместо $920 \pm 0,2$ мм — $923 - \begin{smallmatrix} 0,04 \\ 0,01 \end{smallmatrix}$) и в осевом направлении также с припуском в $1,5$ мм (вместо $645 \pm 0,05$ — $646,5 \pm 0,05$). После насадки полумуфты 1 вместе с соединительной частью 2 на вал ротора и обработки муфты на собранном роторе до размера диаметром $920 \pm 0,2$ и $645 \pm 0,05$ мм достигается требуемая концентричность этого фланца с осью ротора и перпендикулярность торца его той же оси, что повышает точность центровки роторов по полумуфтам (проверочными базами при центровке и являются эти поверхности муфты).

Трудоемкость изготовления всех четырех деталей такой соединительной муфты составляет примерно 300 ч.ч. при среднем разряде работы, равном 3,5.

СВАРНЫЕ ДИАФРАГМЫ

НАЗНАЧЕНИЕ И КОНСТРУКЦИЯ

Диафрагмы являются неподвижным элементом проточной части турбин. Направляющие лопатки диафрагм и сегментов сопел и рабочие лопатки ротора образуют проточную часть турбины, в которой происходит преобразование тепловой энергии в механическую работу. На долю неподвижных элементов проточной части, т. е. направляющих лопаток, приходится первая стадия этого преобразования, а именно: тепловой энергии в кинетическую.

Назначение диафрагм заключается:

- 1) в преобразовании тепловой энергии в кинетическую;
- 2) в подаче пара (газа) на рабочие лопатки под требуемым углом;
- 3) в разделении цилиндра турбины на отдельные зоны (отсеки) с постепенно уменьшающимся давлением рабочей среды по ходу ее движения в цилиндре (рис. 9-4).

Состоит диафрагма независимо от ее конструкции из решетки направляющих лопаток, образующих сопловые каналы, паружного обода и внутреннего тела. Для уменьшения протечки рабочей среды между диафрагмой и ротором в расточке внутреннего тела диафрагмы устанавливается уплотнение.

В реактивных турбинах диафрагм не имеется, направляющие лопатки монтируются непосредственно в цилиндре турбины.

Конструкция диафрагмы и технология ее изготовления должны удовлетворять основным требованиям, предъявляемым к турбинам, — надежности и экономичности в эксплуатации. Профили направляющих лопаток должны быть отработаны в лабораториях, лопатки должны выпоняться в производстве с точностью и чистотой обработки согласно

указаниям чертежа. Установка диафрагм в цилиндре должна быть концентрична рабочим лопаткам; горизонтальный разъем диафрагм должен обладать необходимой плотностью во время работы, чтобы не было утечки пара (газа), который не должен перетекать и по ободу диафрагмы, что предусматривается при установке диафрагм в цилиндре. Прогнбы диафрагмы в эксплуатации не должны превосходить расчетных величин; выполнение сопловых каналов не должно создавать возмущающих сил.

Конструкция диафрагм в целом должна удовлетворять требованиям технологичности (заготовки лопаток, обода и тела, обработка и сборка их должны иметь наименьшую трудоемкость и стоимость).

В зависимости от конструктивного исполнения соединения решетки с ободом и телом диафрагмы и применяемых материалов для обода и тела (что связано с условиями работы диафрагмы в турбине в части параметров рабочей среды) различаются следующие основные типы диафрагм:

- 1) стальные с залитыми лопатками;
- 2) стальные с наборными лопатками;
- 3) стальные с приваренной решеткой лопаток;
- 4) чугунные с залитыми в них лопатками.

Стальные диафрагмы с залитыми в них лопатками на наших заводах применял ХТЗ в турбине АК-50 1 на 1500 об/мин. Вследствие нетехнологичности, повышенного брака при изготовлении, невысокой точности исполнения сопловых каналов (что очень важно особенно в первых ступенях, где и устанавливались эти диафрагмы) в настоящее время такая конструкция диафрагм применяется редко.

Стальные наборные диафрагмы (рис. 9-2) состоят из цельнофрезерованных лопаток, изготавливаемых примерно по такому же технологическому процессу, как и рабочие лопатки, набираемых на тело диафрагмы и закрепляемых на нем при помощи заклепок или другим способом. Обод как отдельная часть диафрагмы отсутствует, он образуется наружной частью направляющих лопаток. Для увеличения жесткости некоторые фирмы вместо заклепочного соединения в процессе сборки приваривают лопатки непосредственно к телу диафрагмы.

Наборные диафрагмы благодаря применению фрезерованных лопаток имеют более точные сопловые каналы с полированными стенками и поэтому в этом отношении являются более экономичными, чем другие типы диафрагм. По сравнению с лопатками других конструкций диафрагм стоимость их изготовления выше; конструкция сборки их на тело диафрагмы является нетехнологичной.

Рис. 9-2. Диафрагма с наборными лопатками:

1 — лопатка; 2 — тело диафрагмы

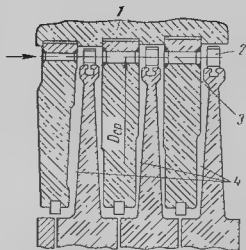
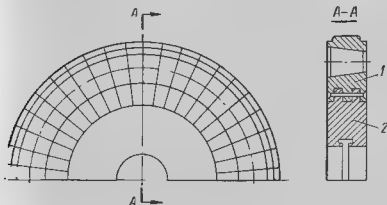


Рис. 9.1. Элементы проточной части турбины:

1 — корпус; 2 — рабочая лопатка; 3 — направляющая лопатка; 4 — различные зоны давления

Диафрагма состоит из двух половин, представляет

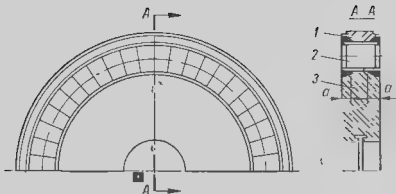


Рис. 9-3. Сварная диафрагма:

1 — обод; 2 — решетка; 3 — тело диафрагмы

ее полноты недопустима, так как канал будет по своим размерам отличаться от других, что повлечет за собой появление периодически действующей возмущающей силы, которая может вызвать недопустимую вибрацию рабочих лопаток этой ступени. Для исправления этого недостатка производится опиловка вручную всех лопаток по местам их соприкосновения между собой для равномерного снятия получившегося припуска со всех лопаток. Подобная операция весьма трудоемка, требует много времени и ухудшает качество направляющих лопаток. Поэтому в паровых турбинах многие заводы отказались от применения наборных диафрагм, заменив их сварной конструкцией.

Примерно в 1950 г. ЛМЗ освоил и внедрил в производство сварные диафрагмы, технология изготовления которых оказалась значительно проще, чем наборных. Такая диафрагма состоит из решетки (рис. 9-3), сваренной со стальным ободом и телом. Сама решетка собирается из лопаток и двух бандажных лент и сваривается. При этом в качестве заготовки для лопаток могут применяться холоднокатанные профильные заготовки, что резко снижает трудоемкость изготовления лопаток и в целом диафрагм. Технологичность конструкции такой диафрагмы как в отношении выбора вида заготовок, так и самого изготовления, в особенности при применении автоматической сварки в среде углекислого газа, высокая. По данным ЛМЗ [21], технико-экономическая эффективность при изготовлении сварных диафрагм по сравнению с наборными выразилась:

1) в возможности применения холоднокатанных заготовок для лопаток, следовательно, отпала необходимость в изготовлении специальной оснастки для лопаток;

2) в экономии высококачественной нержавеющей стали для лопаток (в среднем расход уменьшился в 5 раз) и инструментальной стали для оснастки;

3) в сокращении времени на изготовление направляющих лопаток примерно в 8 раз;

4) в снижении трудоемкости изготовления одной диафрагмы в среднем в 3 раза.

Конструктивным преимуществом наборных диафрагм являлась их более высокая жесткость, чем у наборных для одноименных ступеней: прогибы сварных диафрагм на 30—40% меньше наборных, рабочие напряжения в теле почти в 2 раза меньше, что позволило сократить толщину их. В наборных диафрагмах наблюдается утечка пара через зазоры между лопатками, в конструкции сварных диафрагм такой утечки не может быть.

Недостатком сварных диафрагм является меньшая точность сопловых каналов по сравнению с наборными, где лопатки изготовлены фрезе-

собой цельное кольцо, и при наборке на такое кольцо направляющих лопаток невозможно получить полного замыкания их по окружности. При установке последней лопатки она либо не входит на предназначенное ей место, либо между ней и первой по наборке лопаткой образуется зазор.

Установка вставки в этот зазор или припиловка последней лопатки в случае

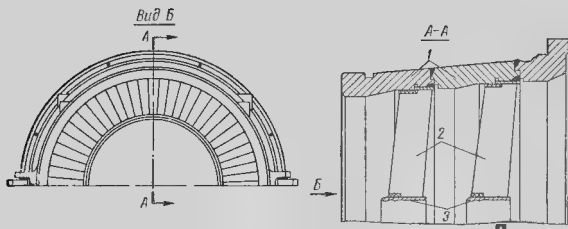


Рис. 9-4. Сварная диафрагма газовой турбины ГТ-25-700:
1 — обод; 2 — направляющие лопатки; 3 — бандажные ленты

рованием, и в особенности в части высокого давления турбины при малых высотах направляющих лопаток.

В газовых турбинах применяются как наборные, так и сварные диафрагмы. Особенностью диафрагм газовых турбин являются большие высоты и ширина направляющих лопаток из-за пропуска больших объемов газа при небольшом его давлении. В эксплуатации газовой турбины при ее остановке вследствие попадания холодного воздуха от компрессора происходит быстрое охлаждение диафрагмы. Поэтому во избежание коробления их и появления трещин необходимо, чтобы масса металла диафрагмы была минимальная, что приводит во многих газовых турбинах к отказу от конструкции диафрагм с массивным телом и ободом и, таким образом, способствует улучшению тепловой эластичности диафрагм. Это особенно важно при изготовлении диафрагм из аустенитной стали для первых ступеней, работающих при наиболее высоких температурах газа, так как эта сталь обладает неудовлетворительной теплопроводностью и высоким коэффициентом линейного расширения. На рис. 9-4 приведена конструкция сварной диафрагмы газовой турбины ГТ-25-700 ЛМЗ.

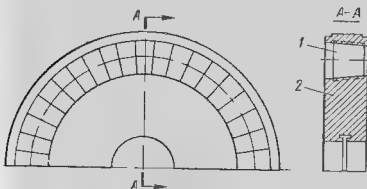
В части низкого давления паровых турбин в зоне температур пара 250–300°С применяются чугунные диафрагмы с залитыми в них лопатками из пержавающей стали (рис. 9-5). Сам процесс изготовления таких диафрагм методом литья в земляную форму не дает высокой точности и сопровождается большими отступлениями при изготовлении, чем у диафрагм других конструкций. Чистота каналов по чугуну невысокая. Несмотря на эти недостатки применение чугунных диафрагм в последних ступенях паровых турбин в области небольших давлений с большими

высотами лопаток является вполне приемлемым. Преимуществом является сравнительная простота изготовления лопаток, модели диафрагмы и литья, что дает их невысокую себестоимость.

Для удобства сборки турбины диафрагмы любых конструкций, за очень редким исключением, имеют горизонтальный разъем. Он может быть прямой — плоскость его перпендикулярна

Рис. 9-5. Чугунная диафрагма:

1 — залитая лопатка, 2 — тело диафрагмы



к поверхности диафрагмы — или косой — под углом к ней. Косой разъем применяется в диафрагмах последних ступеней во избежание разреза стыковых лопаток в обеих половинах диафрагмы из-за невозможности их точной пригонки друг к другу (см. стр. 50).

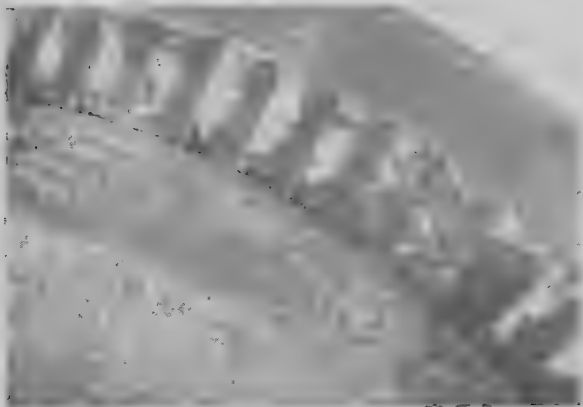
Плотность разъема должна обеспечивать в эксплуатации отсутствие протечки пара через разъем. Нагрев диафрагм и цилиндра в эксплуатации турбины различен, поэтому для предотвращения расцентровки диафрагм особое внимание обращается на способы крепления диафрагмы в цилиндре (или обойме), при этом конструкция этого крепления должна быть технологичной — не вызывать повышенной трудоемкости при сборке. Наиболее употребительное и при этом вполне технологичное крепление — это подвеска диафрагм на боковых лопатках, очень простое в отношении пригонки при общей сборке турбины.

Максимальные рабочие напряжения в диафрагмах значительно ниже, чем в дисках: в сварных диафрагмах они доходят до 1000 кг/см^2 в теле и до 500 кг/см^2 в лопатках, в чугунных еще меньше — соответственно 500 и 400 кг/см^2 .

Вибрационные поломки направляющих лопаток диафрагм — явление довольно редкое. Как и рабочие колеса турбин диафрагмы в эксплуатации находятся под действием давления рабочей среды, ее температуры, солей, содержащихся в паре, влаги в последних ступенях паровых турбин, механических примесей; чугунные диафрагмы паровых турбин в известных условиях подвержены росту (см. стр. 176). Все эти факторы могут влиять на надежную работу диафрагм и при выборе конструкции и материала они обязательно должны учитываться. На рис. 9-6 показано разъедание водой за два года лопаток диафрагм одной из турбин из-за неправильного выбора материала лопаток.

Требования, предъявляемые к изготовлению сварных диафрагм, следующие.

Рис. 9-6. Коррозионный износ лопаток диафрагмы одной из турбин



1. Принятая конструкция диафрагмы и материалы должны соответствовать условиям службы диафрагмы в турбине.

2. Диафрагма, состоящая из двух половин, как разделяющая перегородка областей с разными давлениями не должна допускать протечки пара как по окружности в месте ее установки в цилиндре, так и по разъему.

3. При изготовлении и сборке должна быть полная концентричность лопаток диафрагм по отношению к рабочим лопаткам с соблюдением чертежных перекрыш (рис. 9-4). Допускаемая эксцентричность средних окружностей лопаток диафрагм и рабочих лопаток не должна отличаться от чертежного среднего диаметра $D_{ср}$ более чем на 0,5 мм.

4. Ширина горла сопловых каналов по среднему диаметру может колебаться по сравнению с чертежными размерами в пределах $(+0,2) - (-0,3)$ мм.

5. Отклонение шага по среднему диаметру лопаток со стороны выхода пара допускается $\pm 0,15$ мм.

6. Фактическая суммарная площадь выхода пара может колебаться по сравнению с чертежной (расчетной) в пределах $(+2) - (-3)\%$.

7. Отклонение выходной кромки лопатки от радиального положения (или от заданной по чертежу) допускается на наибольшем диаметре $\pm 0,4$ мм, а в осевом направлении $+0,2$ мм.

8. Зазор по разъему между верхней и нижней половинами диафрагмы допускается не более 0,05—0,1 мм.

9. Зазор в лабиринтовых уплотнениях диафрагм допускается 0,25—0,40 мм в ступенях высокого давления и 0,35—0,5 мм в части низкого давления.

Так как положение диафрагмы в цилиндре определяется в радиальном направлении ее средним диаметром по лопаткам, а в осевом — осевым зазором между диафрагмой со стороны выхода рабочей среды и рабочими лопатками (рис. 9-4), то за технологические базы при обработке диафрагмы принимают средний диаметр по лопаткам и торцовую плоскость выходных кромок направляющих лопаток.

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СВАРНЫХ ДИАФРАГМ И ВИДЫ ЗАГОТОВОК

Для направляющих лопаток решетки диафрагм применяются нержавеющие стали марки 1Х13 для рабочих температур металла до 475°С, марки 15Х11МФ для температур до 550°С, марки 15Х12ВМФ для температур до 580°С. Для более высоких температур применяются аустенитные стали марок ЗИ612 — до 650°С, ЗИ726 — до 700°С и ЗИ893 — до 750°С.

Виды заготовки для направляющих лопаток — поковка, полученная методом свободнойковки, горячая штамповка и холоднокатаный прокат. Применение того или другого вида заготовок лопаток определяется величиной партии заготовок, т. е. рентабельностью их. Коэффициент использования металла с учетом отходов и металлургического производства для свободнойковки составляет примерно 0,25, для штамповки 0,30—0,40 и для холоднокатаного проката 0,8—0,9.

Для бандажных лент материал выбирается также в зависимости от температурных условий их работы.

Для паровых турбин среднего и низкого давления, работающих при температуре свежего пара ниже 400°С, применяется углеродистая сталь Ст. 3, для температур до 550°С (учитывая незначительные напряжения) — сталь 1Х13 и для более высоких температур — 550—650°С и

выше — аустенитные стали марок ЭИ405 и ЭИ572. Обе марки стали обладают удовлетворительной свариваемостью. Вид заготовок для бандажных лент — листовой прокат.

Для ободьев и тел диафрагм в зависимости от рабочих температур применяются: до 450°C малоуглеродистые стали марок 15 и 20, в области температур металла $450\text{—}530^{\circ}\text{C}$ хромомолибденовые стали марок 12ХМ, 15ХМА, 20ХМА, 25ХМ и в пределах $530\text{—}580^{\circ}\text{C}$ хромомолибденованадиевые стали марок 12ХМФ, 20ХМФ и 15Х1М1Ф. Для более высоких температур применяется сталь марки ЭИ405.

В качестве заготовок для ободьев и тел диафрагм применяется листовой прокат из углеродистой стали толщиной до 80 мм, а для хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей — поковки в виде барабанов (для сокращения отхода металла) с последующей разрезкой их на отдельные диски.

Сочетание материалов для разных элементов диафрагмы может быть самым разнообразным, оно зависит от условий работы и принятых напряжений. В выполненных конструкциях, например, можно видеть такие комбинации материала для элементов одной диафрагмы: обод из стали 12ХМ, тело из 12ХМФ, бандажные ленты из стали 1Х13, а лопатки из стали марки 15Х1М1Ф.

Для сварных диафрагм при выборе материала учитывается их способность к сварке. При материалах из перлитных сталей сварка всегда производится с подогревом примерно до 300°C с последующим высоким отпуском при температуре $690\text{—}700^{\circ}\text{C}$ для снятия внутренних напряжений. Сварка элементов диафрагм из аустенитной стали производится без подогрева.

ПРОИЗВОДСТВО СВАРНЫХ ДИАФРАГМ

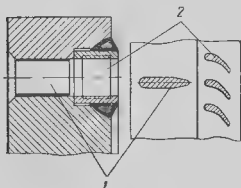
Технология производства сварных диафрагм зависит от конструкции диафрагмы в целом и ее элементов в частности. Собственно сама диафрагма как перегородка состоит из двух половин в собранном виде, соединенных между собой при помощи продольной шпунки, служащей для ужесточения диафрагмы, а также для уменьшения протечки пара по горизонтальному разъему. Форма сопловых каналов, а следовательно, и форма бандажных лент, образующих эти каналы, может быть самая разнообразная. Для цилиндрических капалов бандажные ленты изготавливаются из прямых полос, в то время как для конических каналов — из разверток с большими радиусами, что очень усложняет их изготовление. В части высокого давления паровых турбин некоторые турбинные заводы применяют узкие профили направляющих лопаток. В этом случае осевые нагрузки не смогут надежно восприниматься лопатками, и для усиления диафрагмы перед лопатками предусматриваются обтекаемые ребра — стойки, связывающие тело и обод диафрагмы и изготавливаемые из одной заготовки, в которой выдалбливаются окна для прохода пара или путем приварки таких стоек 1 к телу и ободу (рис. 9-7).

Основные этапы производства сварных диафрагм:

1) изготовление решетки — подготовка бандажных лент, пробивка профильных отверстий в них, гибка лент в штампах, сборка решетки в специальном приспособлении (ло-

Рис. 9-7. Сварная диафрагма с сварными стойками:

1 — стойки, 2 — лопатки



латок вместе с лентами), сварка ее и термическая обработка;

2) механическая обработка обода и тела диафрагмы, сборка их с готовой решеткой, сварка с последующей термической обработкой;

3) механическая обработка сваренной диафрагмы;

4) контроль и приемка готовой диафрагмы.

Изготовление решетки. Заготовкой для бандажных лепт является лента, вырезаемая из листа толщиной 3—6 мм. Вследствие трудностей в пробивке профильных отверстий ленту толщиной больше 6 мм не применяют. Ширина ленты с учетом пазов для контроля шага отверстий и припуска для дальнейшей обработки берется в зависимости от толщины ленты с запасом 12—20 мм на сторону. Для цилиндрического капала вырезается прямая с параллельными кромками заготовка бандажной ленты, для конического - в виде прямой полосы, в которую вписывается развертка лепты или вырезается газом по форме развертки с некоторым припуском для последующей механической обработки. Для повышения коэффициента использования материала на заводах обычно разрабатывают карты раскроя.

Прямые ленты после вырезки по боковым кромкам обрабатываются на строгальном станке по 8—10 шт. Профильные развертки могут иметь значительные размеры (по радиусу), не позволяющие их обрабатывать на карусельном станке. ИМЗ предложил способ обработки таких заготовок по радиусу на строгальном станке при помощи специального приспособления. На рис. 9-8 показана кинематическая схема этого приспособления. Приспособление состоит из корпуса 1, который крепится к столу строгального станка, поворотной плиты 9, тяги 3 и направляющей линейки 5. В центре корпуса установлен палец 10, на котором вращается поворотная плита 9. На этой плите расположен палец 7, входящий в направляющую тяги 6. Тяга 3 в своих подшипниках 2 имеет поворотный ползун 4, связанный с направляющей линейкой 5, установленной на заданный угол φ . При движении стола тяга 3 при помощи ползуна 4, передвигающегося по линейке 5, поворачивает верхнюю плиту приспособления вокруг пальца 10. Обрабатываемый резец стоит в точке 8.

Проверка радиуса бандажных лепт после обработки производится по вычерченному плапу или плоскими радиусными шаблонами.

Продольные кромки бандажных лепт являются базой для вырубки профильных отверстий и в дальнейшем, при сборке, - базой для установки угла наклона лопатки, поэтому обработка их производится в пределах допусков, установленных чертежом. С внутренней стороны (т. е. со стороны канала) ленты подвергаются шлифованию, например при толщине в 6 мм лента шлифуется до размера $5,2 \pm 0,1$, что позволяет повысить качество канала по чистоте и размерам в готовой диафрагме.

Следующей операцией является пробивка профильных отверстий в бандажных лентах - одна из самых ответственных операций в изготовлении диафрагм. Точность пробивки отверстий, их взаимное расположение

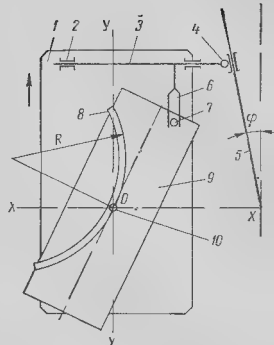


Рис. 9-8. Кинематическая схема приспособления для строжки по радиусу

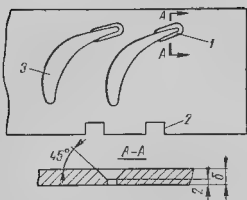


Рис. 9-9. Взаимное расположение профильных отверстий и фиксирующих пазов:

1 — технологическая фаска;
2 — фиксирующие пазы;
3 — профильные отверстия

на ленте определяют в большой степени качество сопловых каналов в диафрагме. Пробивка производится в штампе, составной частью которого является пуансон с профилем, отвечающим размерам профиля лопатки. Для возможности замера шага профильных отверстий и фиксации ленты в штампах одновременно с пробивкой отверстия другим пуансоном пробиваются с края ленты прорезы 2 для фиксации при пробивке следующего профильного отверстия (рис. 9-9). Для увеличения стойкости пуансона его рабочая торцовая поверхность делается с некоторым скосом со стороны утопленной части таким образом, что при пробивке в соприкосновение с лентой сначала приходит утопленная часть пуансона, а затем утопленная. Пробивка производится на гидравлическом прессе мощностью 10 Т во избежание ударов пуансона о ленту, что также способствует увеличению стойкости его. Приспособление с пуансоном внутри показано на рис. 9-10. Конструкция направляющей лопатки не допускает по условиям экономичности применения толщины выходной кромки более 0,5 мм. Стойкость пуансона с такой примерно толщиной в его утопленной части будет очень низкая, что исключает его применение с такими размерами. В этом месте практически надежно можно пробивать отверстия только размером 2—3 мм. Поэтому лопатки холоднокатаного профиля или фрезерованные изготавливаются толщиной 2—3 мм по выходной кромке, а затем эта кромка по рабочей высоте подфрезеровывается до чертежного размера с оставлением утопленной части только до концам лопатки, которыми она будет входить в бандажную ленту. Такое конструктивное решение позволяет пробивать отверстия соответствующего размера и, следовательно, изготавливать пуансон с утолщенной выходной кромкой. Утолщение кромки лопаток по концам имеет преимущество и для выполнения качественного сварного соединения лопаток с лентой — тонкая кромка лопатки при сварке легко обгорает.

Пробиваемое профильное отверстие по отношению к профилю лопатки имеет припуск кругом 0,2 мм, что позволяет после гибки лент в штампах заводить лопатки в процессе сборки в профильные отверстия. Пробивка фиксирующих шаг пазов производится с точностью $\pm 0,02$ мм, что дает необходимую точность по шагу установки лопаток в лентах. Для лучшего провара лопатки со стороны выходной кромки бандажной ленты в узкой части профильного отверстия ее делается технологическая заковка под углом 45° с на-

па ленте определяют в большой степени качество сопловых каналов в диафрагме. Пробивка производится в штампе, составной частью которого является пуансон с профилем, отвечающим размерам профиля лопатки. Для возможности замера шага профильных отверстий и фиксации ленты в штампах одновременно с пробивкой отверстия другим пуансоном пробиваются с края ленты прорезы 2 для фиксации при пробивке следующего профильного отверстия (рис. 9-9). Для увеличения стойкости пуансона его рабочая торцовая поверхность делается с некоторым скосом со стороны утопленной части таким образом, что при пробивке в соприкосновение с лентой сначала приходит утопленная часть пуансона, а затем утопленная. Пробивка производится на гидравлическом прессе мощностью 10 Т во избе-

Рис. 9-10. Приспособление для штамповки профильных отверстий



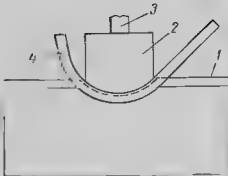


Рис. 9-11. Штамп для гибки бандажной ленты:

1 — матрица; 2 — пуансон;
3 — пуансонодержатель;
4 — бандажная лента



Рис. 9-12. Готовая бандажная лента

ружной стороны ленты (рис. 9-9, разрез А А). Наклон профильного отверстия и зазоры по периметру его проверяются специальным шаблоном.

После пробивки профильных отверстий и проверки размеров шагов заготовка бандажной ленты поступает на гибку в полукольцо. Гибка производится обычно в штампах на фрикционном прессе небольшими участками (рис. 9-11) путем последовательного перемещения заготовки. Проверка радиуса в процессе гибки делается плоским радиусным шаблоном. На рис. 9-12 показана готовая лента после гибки ее.

При сборке и сварке решеток (т. е. бандажных лент с лопатками) требуется соблюдение следующего условия: форма и размеры межлопаточного канала должны соответствовать чертежу. Для этого лопатки в профильные отверстия должны устанавливаться так, чтобы зазор (выше указывалась величина его 0,2 мм) кругом был одинаков.

На рис. 9-13 показано правильное и неправильное положение лопаток в отверстиях. Выходные кромки направляющих лопаток должны иметь радиальное и осевое направления согласно чертежу; шаг лопаток и ширина каналов со стороны выхода пара также должны находиться в полном соответствии с чертежом.

Температурные напряжения, возникающие в процессе сварки вследствие нагрева и охлаждения, могут вызвать остаточные деформации, которые повлекут за собой отклонение формы и размеров каналов от чертежа и изменят форму полуокружности диафрагмы. Во избежание этого

Рис. 9-13. Установка лопатки в отверстие ленты:

1 — правильное положение; 2 — неправильное, а — зазор кругом



применяется такая технология сварки, которая дает минимальные деформации после выполнения сварки и отпуска. Для предохранения от разводки концов решетки они соединяются между собой путем приварки поперечины, которая создает жесткость решетки.

Конструктивное соединение лопаток с бандажной лентой показано на рис. 9-14. Например, при толщине ленты в 6 мм при сборке решетки лопатки утоплены в ленты на 2 мм, что позволяет

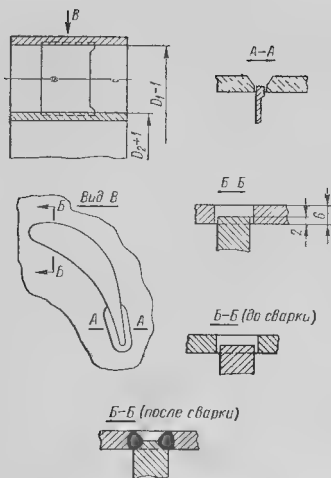


Рис. 9-14. Соединение решетки с бандажной лентой

Ширина кольцевых пазов должна соответствовать толщине ленты $\pm 0,1$ мм, а глубина — размеру a , уменьшенному на $1,0$ мм (рис. 9-15).

Вставка направляющих лопаток в бандажные ленты производится через профильные отверстия в них. При этом радиальность выходных кромок проверяется при помощи специальной радиальной линейки, закрепленной в центре приспособления; проверяются также размеры шага и ширины горла канала (рис. 9-16). Взаимное расположение обеих бандажных лент после сборки лопаток и проверка их по радиальному шаблону фиксируются при помощи вспомогательных планок.

Предварительная прихватка лопаток к бандажным лентам начинается от средней лопатки в решетке, при этом прихватка каждого торца производится в порядке цифр, указанных на рис. 9-17.

Прихватки в местах 1 и 2 фиксируют правильное положение выходной кромки лопаток в профильных отверстиях бандажных лент, и затем прихватываются торцы лопаток с входной стороны. Прихватка и дальнейшая сварка лопаток от средней к крайним дает минимальную деформацию. В случае применения решетки из пержающейся стали 1Х13 при-

надеемся сварить их по контуру профиля лопаток с лентами. Тонкие кромки лопатки благодаря утолщению и технологической фаске на ленте (сечение А—А, рис. 9-14) также хорошо привариваются друг к другу.

Сборка решетки производится в специальном приспособлении, представляющем собой диск с проточенными концентричными кольцевыми канавками (рис. 9-15), и начинается с установки в эти канавки наружной и внутренней бандажных лент.

Как установлено опытным путем, при сварке готовой решетки с ободом и телом диафрагмы в результате остаточных деформаций высота канала увеличивается на 1 мм, т. е. по $0,5$ мм в сторону обода и тела. С учетом этого обстоятельства выточки в приспособлении для сборки решетки для наружной ленты делаются радиусом меньше на $0,5$ мм (т. е. $D_1 - 1$ мм), а для внутренней ленты — на $0,5$ мм больше по сравнению с чертежными размерами (т. е. $D_2 + 1$ мм) — см. рис. 9-14.

Рис. 9-15. Приспособление для сборки решетки:

1 — приспособление; 2 — лента; 3 — кольцевые пазы

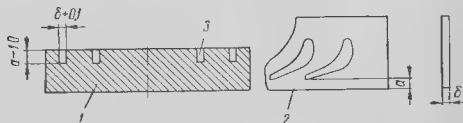




Рис. 9-16. Сборка решетки

хватка производится с предварительным местным подогревом до температуры $200-250^{\circ}\text{C}$. Для уменьшения деформации объем прихватки должен быть наименьшим (3—5 прихваток на каждый конец лопатки).

Приварка лопаток производится после общего предварительного подогрева до $300-350^{\circ}\text{C}$ в порядке, указанном на рис. 9-18, где цифры 1, 2, 3, 4 и т. д. показывают очередность приварки лопаток по их торцам, и производится сварка для уменьшения деформации от середины к краям.

Приварку торца каждой лопатки ведут от выходной кромки, торец обходят по внутренней стороне профиля, затем по наружной. Для повышения качества сварку необходимо вести в нижнем положении решетки.

Для сварки деталей решетки из стали 1Х13 обычно применяют электроды ЭФ-13 с покрытием УОНИ-13, а из стали 15Х11МФ — электроды КТИ-9. В результате сварки свойства наплавленного металла должны быть такие же, что и у основного металла, — это достигается выбором соответствующих электродов.

Рис. 9-18. Схема сварки лопаток в решетке:

А — направление сварки

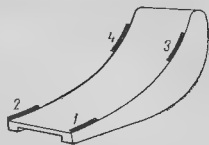
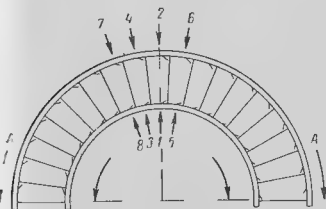


Рис. 9-17. Порядок прихватки лопатки в лентах

По окончании сварки сразу же, не давая решетке остыть, производят высокий отпуск при температуре $680-690^{\circ}\text{C}$ (для стали 1Х13) с выдержкой 3—4 ч для снятия сварочных напряжений. После отпуска места сварки лопаток с лентами зачищаются, чтобы сварка не выступала над лентами. Это необходимо для последующей сборки решетки с ободом и телом. На рис. 9-19 показана готовая решетка.

Сборка и сварка диафрагмы в целом. Заготовки для тела и обода

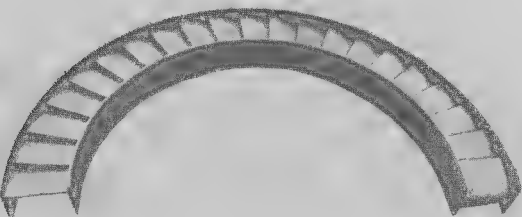
(в зависимости от марки стали из листа или поковки) подвергаются механической обработке со всех сторон с припусками по 3—5 мм на сторону для окончательной механической обработки после сварки. Место стыка тела (по наружному его диаметру) и обода (по внутреннему диаметру) с решеткой обрабатывается окончательно.

Наиболее напряженными сварными швами в диафрагме являются кольцевые швы между решеткой, телом и ободом. Через эти швы рабочее усилие от тела и решетки передается на обод диафрагмы; от глубины сварочного шва будет зависеть и напряжение в нем. Эти напряжения весьма значительные, и поэтому качество выполнения сварного шва должно быть безукоризненным. Практика изготовления сварных диафрагм установила, что глубина шва a в осевом направлении должна составлять примерно 0,15—0,20 ширины профиля (рис. 9-3). Меньшая глубина шва вызывает его ослабление, а большая — значительный объем наплавляемого металла, что ведет к повышенным деформациям диафрагмы при сварке.

Сборка отдельных деталей диафрагмы под сварку производится в приспособлении: плите с кольцевыми пазами, начинается она с установки и выверки решетки, которая является базовой деталью, затем к ней прицентровываются тело и обод диафрагмы. С помощью прижимов все детали плотно прижимаются к основанию приспособления. После сборки диафрагмы в приспособлении положение отдельных деталей фиксируется прихваткой электросваркой и установкой планок, создающих технологическую жесткость. Во избежание деформаций при сварке, возникающих от внутренних сварочных напряжений, к ободу и телу диафрагмы по плоскости разъема сваркой прихватываются специальные технологические стяжки, а в диафрагмах с высотой лопаток более 100 мм еще прихватываются дополнительные планки жесткости (примерно три) в радиальном направлении, связывающие торцовую поверхность тела и обода. Эти планки срезаются только после сварки и термообработки диафрагмы.

Сварка диафрагмы (не из аустенитных сталей) производится после общего предварительного подогрева при температуре не ниже 300°C , эта температура металла свариваемых деталей должна поддерживаться во все время сварки и контролироваться поверхностными термометрами. Технология сварки должна обеспечить минимальные деформации. Это достигается за счет симметричного наложения швов, указанного на рис. 9-20 (цифры показывают порядок швов). Каждый шов накладывается не сразу по всей полуокружности, а по частям, обратноступенчатым методом, ая с краев. Сварка производится в нижнем положении

Рис. 9-19. Готовая решетка



Свойства наплавленного металла должны соответствовать свойствам основного металла. Это достигается применением определенных электродов, например при хромомолибденовых марках стали рекомендуется применять электроды типа ЭП-60 с покрытием ЦП-7.

По окончанию сварки в этой же печи, в которой происходил подогрев и сварка диафрагмы, не давая ей остыть, сразу же производят термообработку диафрагмы (высокий отпуск) при температуре $680-690^{\circ}\text{C}$ для снятия внутренних напряжений. Время выдержки 1,5–2 ч.

Автоматическая сварка диафрагм в среде углекислого газа. Ручная дуговая сварка диафрагм является весьма трудоемким процессом, так как она выполняется многослойной, с многократной перекантовкой изделия. Часто эта сварка сопровождается непроварами и газовыми раковинами, бывают прожоги бандажных лент, искажается геометрическая форма диафрагм. При сварке с подогревом до температуры 350°C сварщик подвергается сильному тепловому воздействию от нагретой диафрагмы, что влияет на качество его работы. Для улучшения качества сварных диафрагм, повышения производительности и создания хороших условий труда сначала Калужский турбинный завод, а затем и Ленинградский металлический завод осуществили автоматизацию сварочного процесса кольцевых швов в среде углекислого газа.

Сущность этого метода заключается в том, что электрическая дуга защищена от воздуха струей углекислого газа, использование которого, а также применение специальной сварочной проволоки диаметром 2 мм, имеющей повышенное содержание марганца и кремния, предохраняют сварочную ванну от окисления. Такой процесс сварки малочувствителен к шлакообразованию, и потому не требуется применять ручной труд для очистки шва от шлака. Так как дуга горит в защитной среде бесцветного пламени, сварщик может свободно наблюдать за ней и избежать прожога бандажных лент.

Благодаря большей плотности тока и малого сечения проволоки, процесс сварки проходит с большой скоростью, и поэтому наплавленный металл обладает большой плотностью.

Технологический процесс автоматической сварки диафрагм в среде углекислого газа (рис. 9-21) следующий: половинка собранной под сварку диафрагмы нагревается в специальной печи до температуры $400-450^{\circ}\text{C}$. Затем она устанавливается вертикально в кантователь на планшайбе редуктора; кантователь перемещает половинку диафрагмы в горизонтальное положение. Включается в работу электросварочная головка и редуктор, и проваривается первый кольцевой слой по полной полуокружности. Планшайба проворачивается в обратную сторону, и происходит наплавка второго слоя с этой же стороны диафрагмы. После сварки всего шва с одной стороны кантователь поворачивается на 180° и таким же образом производится сварка второго шва и т. д. В процессе сварки температура нагрева диафрагмы поддерживается не ниже 300°C . По данным ЛМЗ и ВПТИ Энергомаш, переход на автоматическую сварку в среде углекислого газа снизил трудоемкость сварки почти в 2 раза по сравнению с ручной. Стоимость 1 кг наплавленного металла при сварке в углекислом газе

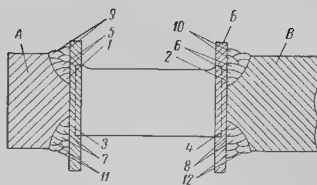


Рис. 9-20. Схема сварки решетки с телом и ободом:

А — обод; Б — решетка; В — тело диафрагмы



Рис. 9-21. Автоматическая сварка в среде углекислого газа

составляет 0,4 руб., в то время как при ручной дуговой сварке электродами диаметром 5 мм она доходит до 0,85 руб.

Механическая обработка. После термической обработки срезаются технологические стяжки для жесткости, предохранявшие диафрагму от больших деформаций, и обе половинки диафрагмы поступают на разметку. Они устанавливаются на разметочной плите стороной выхода пара кверху на трех домкратах каждая и выверяются по выходным кромкам лопаток, принятым за технологическую базу, строго горизонтально.

Размечается линия горизонтального разреза каждой половинки диафрагмы по чертежным размерам от выходных кромок крайних лопаток до разреза. На планках, вставленных во внутреннюю расточку половинки диафрагм, намечается центр путем нанесения окружностей по внутреннему и наружному радиусам концов лопаток. Несовпадение при этой разметке линии разреза с центром допускается не более 0,5 мм. По разметке с припуском по разрезу 2 мм на расточном или фрезерном станках фрезеруется плоскость горизонтального разреза каждой половинки диафрагм. Затем на карусельном станке протачивается торцовая плоскость со стороны выхода пара обеих половин диафрагм с припуском 1,5—2,0 мм против чертежа; базой для установки и выверки диафрагмы на станке являются выходные кромки диафрагм.

Затем производится вторичная разметка обеих половин диафрагм. Определяется центр средней окружности лопаток и плоскость горизонтального разреза (как и при первой разметке для контроля) и наносятся все риски для полной обработки диафрагмы. Окончательно фрезеруются (могут строгаться) плоскости горизонтального разреза с припуском 0,1—0,15 мм под шабрение, а также шпоночные пазы на разрезе. Путем применения тонкого фрезерования можно обрабатывать горизонтальный разрез окончательно без последующей слесарной пригонки. Шпоночные пазы в зависимости от их конструкции фрезеруются дисковой или пальцевой фрезой.

После окончательной обработки плоскости горизонтального разреза пластинка щупа толщиной 0,05 мм при наложении одной половинки на другую по разрезу проходить не должна. По шпоночным пазам пригоняются шпонки горизонтального разреза. Окончательная чистовая обработка диафрагмы в сборе производится на карусельном станке. Порядок обработки примерно такой: протачивается торцовая поверхность диафрагмы со стороны выхода пара, при этом установка диафрагмы на планшайбе станка производится по выходным кромкам лопаток как по высоте, так и в радиальном направлении с точностью 0,1—0,2 мм. Растачивается внутреннее отверстие диафрагмы под уплотнительные кольца.

Протачивается обод диафрагмы до кулачков и поясок на торцовой поверхности со стороны входа пара около расточки внутреннего отверстия для выверки диафрагмы при последующей перекантовке ее. Затем после переустановки диафрагмы и выверки ее по проточенному пояску и расточке под уплотнение протачивается торцовая поверхность со стороны входа пара и непроточенная часть обода по наружному диаметру. Иногда для обработки обода обе половинки диафрагмы соединяются между собой специальными стяжками, устанавливаемыми в предварительно выфрезерованные около плоскости горизонтального разреза четыре несквозных отверстия, что позволяет при креплении диафрагмы на планшайбе ставить кулачками по центральному отверстию протачивать обод сразу по всей его высоте.

Затем по разметке производится сверление всех отверстий, предусмотренных чертежом, фрезерование отверстий около разреза для лапок, на которых диафрагма подвешивается в обойме, паза в нижней половине диафрагмы для косой шпонки и т. д.

Контроль качества изготовления диафрагмы. Диафрагма является весьма ответственной деталью турбины и неправильное ее выполнение может повести к аварии турбины. После сварки и термической обработки диафрагмы может наблюдаться искажение размеров сопловых каналов и среднего диаметра по направляющим лопаткам (вследствие деформации ее). Поэтому контроль готовых диафрагм является важной операцией, предусмотренной технологическим процессом изготовления, и проводится он весьма тщательно.

Этот контроль заключается в проверке:

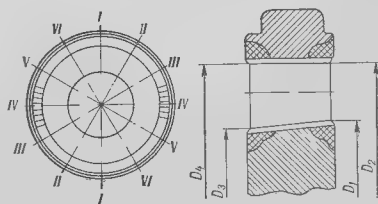
- 1) геометрических размеров: ширины каналов и диаметров окружностей по концам лопаток;
- 2) прогиба диафрагм.

Геометрические размеры сопловых каналов — ширина, высота и шаг со стороны выхода пара — проверяются по всем каналам диафрагмы и должны находиться в пределах размеров, указанных на стр. 163 (ширина и шаг замеряются по среднему диаметру), как по суммарному проходному сечению, так и по отдельным каналам.

Замер диаметров (рис. 9-22) производится по шести сечениям (в каждом сечении по два диаметра со стороны входа и со стороны выхода). Все замеры вносятся в специальный формуляр и сравниваются с чертежными. Отклонения по диаметрам со стороны выхода допускаются: $D_1^{+0} \text{ или } D_2^{+0}$. По входным диаметрам отклонение не регламентируется. Сравнение фактических размеров диаметров и фактических размеров сопел с чертежными позволяет судить о деформациях диафрагмы после сварки и термической обработки. Все отступления против технических требований тяжелы и возможность допуска диафрагмы в эксплуатацию разрешаются конструкторским бюро завода.

Проверка диафрагмы на прогиб преследует цели определения: максимального прогиба ее и сравнения его с расчетным и остаточного прогиба. Обе эти величины характеризуют качество сварки, т. е. прочность диафрагмы. На ЛМЗ испытание диафрагм на прогиб производится при нагрузках в 100 и 125% от усилия рабочей

Рис. 9-22. Контрольный обмер диаметров диафрагмы



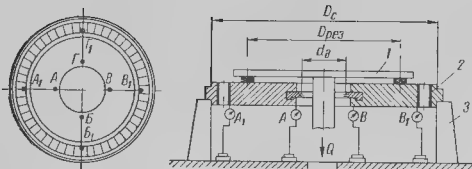


Рис. 9-23. Схема испытания диафрагмы на прогиб:

1 — нагрузочный диск; 2 — диафрагма; 3 — чугунные стойки

среды, действующей на диафрагму в турбине при номинальном режиме. Максимальная величина прогиба при испытании не должна превосходить расчетного значения, так как это связано с осевым зазором со стороны выхода и последующим рабочим колесом около внутренней расчетки диафрагмы. Наличие прогиба сверх расчетного может в работе свести на нет этот зазор и привести к задеванию диафрагмы о диск. Остаточный прогиб после снятия нагрузки должен быть равен нулю.

Схема установки для испытания диафрагмы на прогиб показана на рис. 9-23. Обе половинки диафрагмы устанавливаются стороной входа пара вверх на шесть — восемь чугунных стоек, тщательно выверенных по высоте. Обе половинки диафрагм при испытаниях на ЛМЗ плотно стыкуются друг с другом и таким образом испытываются в аналогичном положении, в каком они находятся в турбине. На ХТГЗ половинки диафрагм раздвигаются так, чтобы шпонка на горизонтальном разъеме вышла из паза; обе половинки подвергаются испытанию как бы независимо друг от друга и, следовательно, условия испытания более тяжелые, чем при эксплуатации в турбине.

Передача усилия от гидравлического пресса на испытываемую диафрагму производится по-разному, например на ЛМЗ и ХТГЗ через резиновые шайбы, устанавливаемые между нагрузочным диском и диафрагмой, на НЗЛ — через песок, насыпанный равномерно толщиной 30—40 мм на поверхность диафрагмы. В этом случае, как и в турбине, нагрузка распределена равномерно (при этом нежелательно попадание песка в гидравлическую часть установки). При передаче усилия через резиновые шайбы нагрузка будет сосредоточенной и усилие, действующее равномерно на диафрагму в турбине, в этом случае должно быть пересчитано на сосредоточенную нагрузку с учетом расположения шайб по диаметру. Усилие, действующее на диафрагму в турбине, $Q = \Delta p F = \Delta p 0,785 \times \pi (D_c^2 - d_d^2)$, где Δp — разность давлений рабочей среды до диафрагмы и за ней.

Требуемое давление масла в прессе, соответствующее Δp , при нормальной нагрузке будет равно $p_m = \frac{Q}{F_n}$, где F_n — площадь поршня пресса, находящаяся под давлением масла. Расположение резиновых шайб ($D_{рез}$) ЛМЗ определяют по формуле

$$D_{рез} = \frac{2}{3} \frac{D_c^3 - d_d^3}{D_c^2 - d_d^2}$$

(обозначения даны на рис. 9-23).

Для измерения прогиба под диафрагмой на плите устанавливается 8 индикаторов при сдвинутых половинках диафрагм (как на ЛМЗ) или 12 при раздвинутых (например, на ХТГЗ и НЗЛ). Расположение их указано

на рис. 9-23 (обозначено буквами А, Б, В и Г). При 12 индикаторах в точках А, В и А₁, В₁ устанавливается по одному индикатору для каждой половины диафрагмы. Индикаторы расставляются так, чтобы прогиб можно было замерять у внутреннего диаметра, где он достигает максимального значения, и у корня лопаток — места, соответствующего минимальному зазору между диафрагмой и диском. Порядок замеров, принятый на ЛМЗ, следующий. После установки диафрагмы на приспособление и расстановки индикаторов создается давление масла, равное 125% от рабочего, после чего давление масла снижается до нуля. Замеров никаких не делается, так как цель этого предварительного испытания заключается в обжатии диафрагмы на установке. Затем производится само испытание на прогиб с записями результатов испытания в специальный формуляр.

Показания всех индикаторов устанавливаются на нуль, давление масла поднимается для создания нагрузки в 100%, при этом записываются показания всех индикаторов. После снижения давления масла до нуля испытание повторяется также на нагрузку в 100% и вторично записываются показания индикаторов. После нового снижения давления до нуля проверяются показания всех индикаторов, при этом нагрузочный поршень должен быть отжат вверх. Оцениваются результаты испытания следующим образом: берется среднее значение упругих прогибов во всех точках при 100-процентной нагрузке для двух испытаний, эти значения не должны превосходить расчетных величин. Остаточный прогиб при нулевой нагрузке после повторного испытания должен быть равен нулю, что свидетельствует о требуемой жесткости диафрагмы.

ХТГЗ и НЗЛ при данном испытании диафрагмы на прогиб принимают нагрузки в 100 и 150%.

Продолжительность времени, в течение которого диафрагма остается под нагрузкой, определяется примерно в 5 -10 мин, т. е. времени, достаточного для записи показаний индикаторов.

В тех случаях, когда поведение диафрагмы при испытаниях или показания индикаторов вызывают сомнения, производятся повторные испытания диафрагмы и заполняются новые бланки для испытаний.

ЧУГУННЫЕ ДИАФРАГМЫ

МАТЕРИАЛ И ВИД ЗАГОТОВОК

Чугунные диафрагмы с залитыми лопатками из нержавеющей стали применяются в паровых турбинах в части низкого давления при температурах пара не выше $250\text{--}300^\circ\text{C}$. В газовых турбинах чугунные диафрагмы совершенно не применяются из-за высоких температур.

Чугун как конструкционный материал обладает многими положительными свойствами — он хорошо отливается и обрабатывается, обладает повышенной способностью к поглощению вибрации, хорошо воспринимает местные концентрации напряжений, имеет невысокую стоимость. С другой стороны, практика эксплуатации паровых турбин выявила один весьма серьезный недостаток чугуна — его рост при длительном воздействии высоких температур. Этот рост сопровождается резким падением прочности чугуна, что не позволяет его применять в области высоких температур. Механические свойства чугуна при нагреве снижаются, меняется его структура. Рост чугуна, т. е. увеличение его объема, вызывается распадом цемента Fe_3C с выделением свободного углерода, которое сопровождается значительным увеличением его объема. Это увеличение объема выделившегося углерода весьма велико, иногда доходит до $30\text{--}40\%$ и вызывает коробление изделий, образование в них трещин; чугун при этом становится хрупким и ломким, прочность его падает.

Наиболее сильный рост чугуна наблюдается при длительном или повторном воздействии температур пара свыше 400°C , но может быть и при температурах значительно ниже 400°C (при весьма длительных выдержках или многократных повторяющихся нагрузках). Практика ремонта паровых турбин показывает достаточно много случаев невозможности выемки чугунных диафрагм из цилиндра при неблагоприятных темпера-

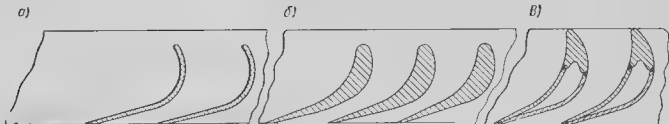


Рис. 10-1. Лопатки для чугуных диафрагм

турных условиях их эксплуатации. Поэтому опытом установлена допустимость надежного применения чугуных деталей при температурах пара не выше $250-300^{\circ}\text{C}$.

Для уменьшения склонности чугуна к росту и повышения прочности и пластичности применяется его модифицирование, т. е. введение в жидкий чугун необходимого количества модификаторов — кальция, алюминия, кремния и других элементов, упрочняющих цементит и уменьшающих количество графита, которое может образоваться при нагреве. Поэтому для диафрагм, паходящихся в более тяжелых температурных условиях работы, применяется модифицированный чугун, менее склонный к росту и допускающий надежное повышение температуры до 300°C .

Для изготовления диафрагм применяется серый чугун, в основном двух марок: СЧ 21—40 и СЧ 28—48. Некоторые из оды применяют чугун марок СЧ 18—36 и СЧ 24—44.

Направляющие лопатки для чугуных диафрагм изготавливаются из нержавеющей стали марки Ж1-М с содержанием углерода $<0,12\%$ во избежание науглероживания при заливке лопаток в чугун. Вид заготовки для направляющих лопаток чугуных диафрагм — поковка, полученная методом горячей штамповки с коэффициентом использования металла $0,36-0,40$, или из листового материала с коэффициентом использования $0,70-0,75$ в зависимости от принятой конструкции лопаток (рис. 10-1, а и б) для разных ступеней турбины.

При изготовлении лопаток для чугуных диафрагм последней ступени современных мощных турбин с длиной, доходящей до 1000 мм и более, вес такой направляющей лопатки составляет почти 78 кг (для турбины К 300 240 ХТГЗ). Заливка концов такой лопатки чугуном представляет значительные сложности из-за ее неравномерного прогрева при заливке, что не гарантирует надежного соединения такой лопатки с чугуном. ХТГЗ при проектировании лопатки для последней ступени турбины К 300 240 применил конструкцию пустотелой лопатки в виде сваренной из отдельных штамповок и листовых заготовок; вес этой лопатки составляет только 45 кг . Трудоемкость изготовления пустотелой сварной лопатки почти в 2 раза меньше цельной и, как видно, дает значительную экономию металла (рис. 10-1, в).

ПРОИЗВОДСТВО ЧУГУНЫХ ДИАФРАГМ

Чугунная диафрагма представляет собой отливку, а поэтому кроме специальных требований, предъявляемых к ней как к диафрагме, т. е. к весьма ответственной детали, к ней предъявляются требования и как к отливке. Отливка диафрагмы должна быть плотной, чистой, без раковин, без наружных пороков и трещин, т. е. без таких дефектов, которые могли бы снизить прочность диафрагмы. Особо высокие требования предъявляются к сопловым каналам — они должны иметь чистую гладкую поверхность, всякие наплывы металла или раковины повлияют на экономичность ступени, а вымытые паром кусочки чугуна повредят рабочие лопатки.

К диафрагме предъявляются следующие специальные требования:

1) сечение всех каналов, т. е. ширина горла и высота должны соответствовать чертежу; суммарные допустимые отклонения от расчетного сечения не должны отличаться больше чем на $(+2) - (-4)\%$;

2) шаг по лопаткам со стороны выхода пара не должен отклоняться от чертежного больше чем на $(+2) - (-4)\%$; допуск на сумму шагов также должен быть равен $\pm 1,5$ мм; более жесткие требования для отливки выдвигать не представляется возможным;

3) отклонение выходных кромок лопаток от направления, указанного на чертеже, допускается не более $1 - 2^\circ$;

4) все выходные кромки лопаток должны лежать в одной плоскости (отступление допускается на величину не более 1% от кривой в осевом направлении);

5) отклонения со стороны выхода пара по внутреннему и наружному диаметрам лопаток должны находиться в пределах половины припуска, предусмотренного на зачистку литых стенок канала; допуск по высоте канала со стороны выхода пара $\pm 0,5$ мм;

6) стыковые лопатки в обеих половинах диафрагм должны совпадать по горизонтальному разъему (в случае не косога разъема). Требования к плотности горизонтального разъема и к зазорам в лабиринтовых уплотнениях диафрагм даны в разделе сварных диафрагм.

Отливка диафрагм производится в четыре основных этапа:

1) изготовление лопаток и подготовка их к заливке;

2) изготовление модели и стержневого ящика, формовка диафрагмы и заливка ее;

3) механическая обработка;

4) контроль и приемка диафрагмы.

Изготовление и подготовка лопаток к заливке. В случае применения заготовок для лопаток в виде поковки обработка их производится фрезерованием наподобие рабочих лопаток, только сам процесс и применяемая оснастка значительно проще, и рассматривать их не будем.

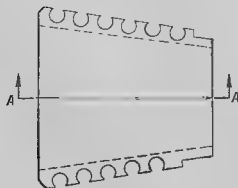
Технологический процесс изготовления лопаток из листового материала, применяемый на ЛМЗ, следующий. Лист требуемой толщины (обычно до 8 мм) размечается по раскройной карте конструкторского бюро и режется на ножницах на отдельные заготовки.

Далее после нагрева до 900°C заготовки поступают на листопрямильные валы для правки. На механическом участке цеха заготовки, собранные в пачки, строгаются по контуру на долбежном станке, сверлятся отверстия под заливку и фрезеруются утонения со стороны выхода пара (рис. 10-2). Штамповка заготовок производится с нагревом их до 950°C в чугунных штампах с последующим отпуском их при температуре 740°C . Затем лопатки проверяются по пространственному шаблону с контрольными сечениями в соответствии с чертежом лопатки, а в случае некоторых отклонений вручную подгоняются к этому шаблону. Штамповка лопаток в холодном виде дает значительные отклонения от профиля.

Готовые и принятые БТК цеха направляющие лопатки как листовые штампованные, так и фрезерованные направляются в цех металлопокрытий для лужения концов лопаток, заливаемых в чугун. Эта операция является

Рис. 10-2. Развертка штампованной лопатки (пунктиром показан контур канала)

А-А



очень ответственной, так как от качества выполнения ее зависит плотность приставания лопаток к чугуну при заливке. К плотности приставания лопаток предъявляется требование, чтобы при вырывании лопатки из диафрагмы лопатка бы разрушалась, но не вырывалась из чугуна. Высокое качество приставания лопаток к чугуну зависит от хорошей очистки и обезжиривания концов лопаток.

Изготовление модели, стержневого ящика и формовка. Формовка диафрагмы выполняется по специальной деревянной модели и стержневому ящику, служащему для правильной установки лопаток. Модель диафрагмы изготавливается из древесины влажностью не более 12%. Литейная усадка принимается 0,6—1,0%. Стержневой ящик делается разборным на 4—8 лопаток. Заформованные (набитые землей) отдельные секторы лопаток в стержневом ящике собираются на чугунном кольце вместе (рис. 10-3), образуя при этом цельный стержень на одну половину диафрагмы. Собранный стержень вместе с чугунным полукольцом устанавливается в форму. Этот способ формовки не давал необходимой точности сопловых каналов при изготовлении диафрагм. При низкочастотных рабочих лопатках последних ступеней паровых турбин такие отклонения в литье каналов вызывают появление возмущающих сил, приводящих к поломке рабочих лопаток. Более совершенным и точным способом является изготовление стержневого ящика на весь стержень, т. е. сразу на всю половину диафрагмы. Конструкция и выполнение модели и самой диафрагмы при этом не меняются.



Рис. 10-3. Стержень направляющих лопаток

Работа по изготовлению стержневых ящиков требует большой точности, при этом необходимо учитывать, что лопатки не являются вполне идентичными между собой вследствие колебания по толщине их и некоторых отступлений по профилю при штамповке; размеры сопловых каналов должны соответствовать чертежу. Поэтому набор лопаток в стержневой ящик выполняется высококвалифицированными модельщиками и процесс является очень трудоемким. При этом лопатки в деревянном стержневом ящике крепятся недостаточно прочно, сам ящик со временем деформируется. Указанные недостатки устраняются при новом способе изготовления металлического стержневого ящика, предложенном ЛМЗ. При этом методе базировка лопаток в ящике предусматривается не по всему профилю, как в предыдущем методе, а только на выходной кромке до радиусной части. Сам ящик состоит из стального основания, внутреннего и наружного полуколец, комплекта эксцентриков для регулирования положения лопаток и двух верхних (наружного и внутреннего) фланцев (рис. 10-4).

Применение новой технологии изготовления стержней в металлическом ящике позволило набор лопаток в стержень производить непосредственно в литейном цехе, время сборки сократилось до 30 мин вместо примерно 50 ч, улучшилось качество литых диафрагм [51].

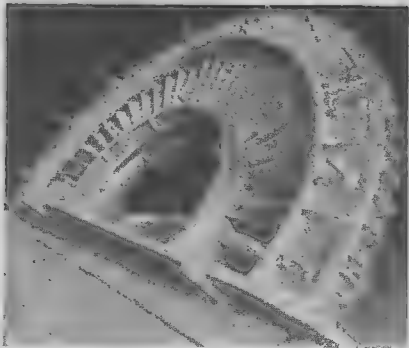


Рис. 10-4. Металлический стержневой ящик для лопаток диафрагм

фрагмы. Затем диафрагма выпихивается из опоки и поступает на обрубной участок для выбивки земли и очистки отливки.

До отправки диафрагмы в механический цех производится предварительная приемка отливки БТК литейного цеха и термическая обработка ее. При этой приемке проверяются размеры узкого сечения сопловых каналов, шаг между лопатками и качество заливки лопаток путем обстукивания лопаток на отсутствие дребезжания, а также осмотр качества литья по внешнему виду. Проверка приставания лопаток является предварительной, окончательное суждение о качестве заливки выносится после испытания диафрагмы в механическом цехе на прогиб.

Термическая обработка — отжиг на некоторых заводах, например на ЛМЗ, производится два раза, первый непосредственно после от-

Готовый стержень после просушки передается формовочному участку цеха и вставляется в заранее подготовленную в опоке форму, полученную при помощи деревянной модели (рис. 10-5). Заливку формы производят при температуре чугуна $1280-1340^{\circ}\text{C}$ в зависимости от толщины лопаток. При заливке диафрагм с большими лопатками перед заливкой собранную форму рекомендуется подогреть до температуры $250-300^{\circ}\text{C}$.

После заливки остывание отливки в форме продолжается 8—20 ч в зависимости от веса диа-

Рис. 10-5. Формовка диафрагмы





Рис. 10-6. Обработка косых стыков диафрагмы

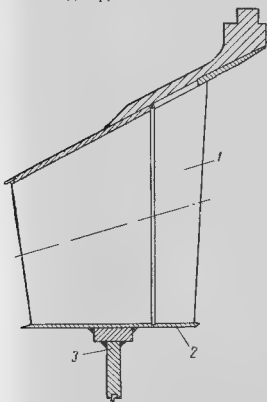
ливки диафрагмы, второй, гарантийный, — после грубой механической обработки. Цель отжига — снятие внутренних литейных напряжений, так как невыполнение отжига приведет к короблению диафрагмы в работе и может вызвать заедание ее за диски.

Отжиг производится при температуре 550—600° С с подъемом температуры со скоростью 80—100 град/ч, выдержкой 5—6 ч и остывании вместе с печью.

Механическая обработка диафрагмы. Она начинается с удаления перемычки-стяжки на горизонтальном разрезе каждой половины диафрагмы, предназначенной для увеличения жесткости их и предотвращения коробления в процессе отливки и остывания. Разметка половин диафрагм производится в основном так же, как и сварных.

При этой разметке одновременно проверяются размеры диафрагмы, в том числе и сопловых капалов (ширина горла, шаг и высота), определяется величина отклонений и допустимость их. По данным разметки обе половинки диафрагм обрабатываются порознь на карусельном станке с установкой их стороной паровыхода кверху и проверкой по кромкам лопаток и разметочным линиям. Протачиваются торцовые поверхности диафрагмы и обод по наружному диаметру с припуском по 5 мм. При прямом горизонтальном разрезе фрезеруется или строгается плоскость горизонтального разреза с припуском 10 мм. В случае косых стыков обработка их производится фрезерованием, как, например, на ЛМЗ, на специальном двухиндольном фрезерном станке с

Рис. 10-7. Сварно-штампованная диафрагма



расположением шпинделей под заданным углом (рис. 10-6). После снятия кругом литейной корки половинки диафрагм поступают на вторичный отжиг по тому же режиму. После отжига производится повторная тщательная разметка, стыки окончательно обрабатываются, пришабровываются по плите и между собой с допустимым зазором по разъему не более 0,1 мм. Затем собранные вместе половинки диафрагм окончательно обрабатываются на карусельном станке, после чего производится слесарная подрубка и зачистка всех паровых каналов в соответствии с круговыми рисками, нанесенными по концам лопаток со стороны выхода пара. При этом отклонения по диаметрам допускаются в пределах половины припуска, предусмотренного чертежом на зачистку каналов по данным НЗЛ [22].

Контроль и приемка диафрагмы. Производится она по размерам и проверке на прогиб, аналогично тому, как это делается и со сварными диафрагмами.

В паровых турбинах с двухъярусными ступенями в части низкого давления (ступени Баумана) последняя диафрагма принимает большие размеры в осевом направлении и изготовить ее из чугуна невозможно. В этом случае ЛМЗ применяет диафрагму сварно-штампованной конструкции, представленной на рис. 10-7. Установка такой диафрагмы в турбине показана на рис. 19-5. Диафрагма состоит из двух половин.

Материал лопаток — углеродистая сталь, заготовки лопаток вырезаются газом из листа, правятся на вальцах, обрабатываются по контуру, фрезеруются утонения со стороны выхода пара и заготовки штамуются в холодном виде с подгонкой по пространственному шаблону.

Сначала вальцуется лист 2, к нему приваривается полукольцо 3. Размечается положение лопаток 1 с наружной стороны обечайки 2, и она устанавливается в специальное приспособление, имеющее по своему наружному диаметру фиксирующие планки для правильной сборки по шагу лопаток диафрагмы. Затем вальцуется наружный обод, собирается вместе с другими деталями диафрагмы и приваривается к ним. После этого производится механическая обработка диафрагмы по схеме, изложенной выше для чугунных диафрагм.



СЕГМЕНТЫ СОПЕЛ

ПОЛУЧЕНИЕ ЗАГОТОВКИ

Обычно сегменты сопел для паровых турбин изготовлялись фрезерованием из поковки. Ввиду высокой трудоемкости их изготовления и вследствие нетехнологичности конструкции в дальнейшем сегменты сопел стали выполнять сварно-коваными. Заготовками для такого сегмента являлись поковки в виде частей кольца с припусками по 8 мм на сторону. Фрезерование каналов на внутреннем кольце – ободе производится по разметке на вертикальнофрезерном станке пальцевой фрезой с припуском по 2—3 мм. Окончательное фрезерование производится на электрокошировальном станке типа Келлер.

К обработанному внутреннему ободу с лопатками предварительно приваривают вставки с последующей термообработкой, а затем наружный покрывающий обод также с вторичной термообработкой. После сварки и отпуска производится окончательная токарная обработка сегмента, а для повышения износостойкости выходных к омок лопаток производят их нитрирование.

Трудоемкость изготовления сегмента сопел сварно-кованой конструкции также достаточно высокая. Так, для турбин К-50-90 ЛМЗ она составляет около 350 нормо-ч на 1 комплект, в том числе изготовление поковки 4 ч.

Для снижения трудоемкости изготовления сегментов сопел ЛМЗ перешел на новый вариант: выполнение их методом литья по выплавляемым моделям [23]. Технологию таких сегментов для турбины К-100-90 ЛМЗ мы рассмотрим. Для сегментов турбин с начальными параметрами пара: давление 90 атм и температура 535 °С применяется сталь 15Х14МФ. Как и для любого литья, для данного метода выполнения отливок также необходимо изготовить модель (только выплавляемую) и стержень для

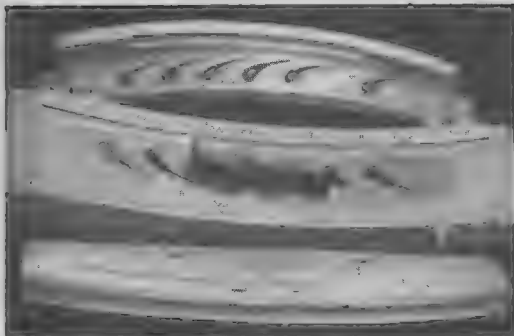


Рис. 11-1. Пресс-форма для карбамидного стержня литого сегмента сопел

получения в литье сопловых каналов. Стержень изготавливается путем заливки в пресс-форму карбамидной стержневой массы (рис. 11-1), нагретой до $130-134^{\circ}\text{C}$ и состоящей по весу из 96% карбамида (технической мочевины) и 4% борной кислоты. Модель решетки сегмента сопел изготавливается при помощи пресс-формы, заполняемой под давлением пресса модельным составом, состоящим из 50% парафина и 50% стеарина либо из 85% парафина и 15% полиэтилена. Второй состав применяется реже, так как он требует большего времени и более высокой температуры для своего вытравливания.

Предварительно в пресс-форму для модели устанавливается карбамидный стержень, и пастообразная модельная масса вышеуказанного состава при температуре $42-44^{\circ}\text{C}$ запрессовывается в пресс-форму. Таким образом получается модель, внутри которой находится стержень. В дальнейшем стержень удаляется при растворении карбамида в проточной воде.

Рис. 11-2. Выплавленная модель с литниками и прибылями



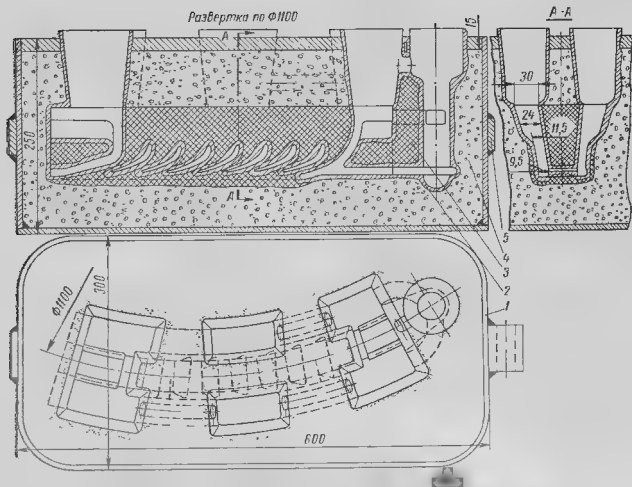


Рис. 11-3. Сборная форма сегмента сопел:

1 — опока; 2 — керамическое покрытие, 3 — подмазка, 4 — сухой наполнитель; 5 — земляная пробка

Прибыльная и литниковая системы присоединяются к модели спайкой горячим лопатом (рис. 11-2), изготавливаются они путем свободной заливки в соответствующие пресс-формы.

На собранную полностью модель сегмента наносится шесть слоев керамической краски (33% гидролизованного этилсиликата и 67% естественного пылевидного кварца) путем окунания модели 4—5 раз в краску и равномерным присыпанием ее песком. Таким же образом покрываются остальные слои. Затем модель сушится на воздухе 20—30 мин и 20 мин в аммиачном шкафу.

Когда керамическая оболочка готова, из нее вытапливается модельный состав в ванне с горячей водой температурой около 80—90°С. Для полного удаления влаги керамическую оболочку просушивают в электро-сушильной печи при 200°С в течение 1—1,5 ч. Для придания оболочке необходимой прочности ее прокалывают в электропечи в течение 2,5—3 ч при температуре 950°С. Окончательно готовая керамическая оболочка формируется в опоке с сухим наполнителем (рис. 11-3).

Металл плавится в тигле высокочастотной установки при температуре 1640—1660°С.

По окончании заливки и остывании производится предварительная очистка отливки, термическая обработка (закалка и отпуск) и окончательная очистка пескоструйным методом.

Отливка получается с припуском на механическую обработку лопаток 0,1—0,05 мм, выходные кромки лопаток во избежание их незаливки имеют толщину около 3 мм. По высоте паровые каналы имеют припуск около 0,1 мм. Таким образом, выходные кромки обрабатываются

фрезерованием до требуемого размера, все остальные места каналов только шлифуются и полируются.

По наружным поверхностям сегмента сопел предусматриваются необходимые припуски для механической обработки.

На рис. 11-4 показана готовая отливка сегмента сопел. Контроль отливки перед отправкой ее в механический цех производится по внешнему виду

Рис. 11-4. Отливка сегмента сопел

на выявление видимых пороков. Размеры сопловых каналов проверяются при помощи шаблонов после пропирания их, а качество поверхностей — путем травления.

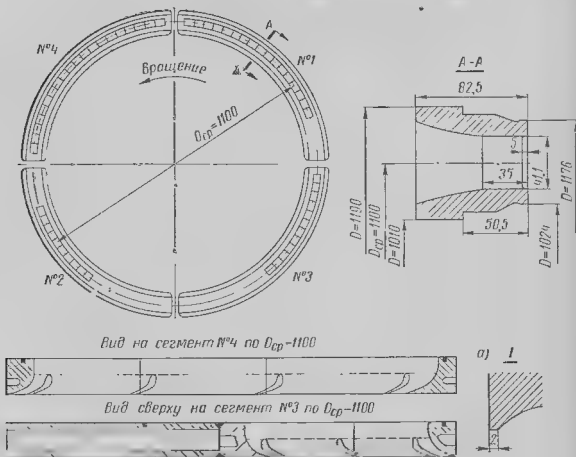
МЕХАНИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА

Для паровой турбины К 100-90 ЛМЗ конструкцией предусматривается четыре сегмента сопел, каждый из них состоит из трех частей (рис. 11-5). Вследствие больших размеров и веса отливать каждый сегмент целиком не представляется возможным. Вес всех четырех сегментов в том виде составляет 84 кг.

Отливка поступает в механический цех термически обработанная и опескоструенная, но с прибыльной и литниковой системами. Снимаются они

Рис. 11-5. Сопловой аппарат из четырех сегментов сопел (каждый сегмент из трех частей):

I — сечение по торцу сегмента под сварку



путем фрезерования заподлицо с отливкой сегмента. Каждая отливка размечается и проверяется по чертежу. Наносятся риски для карусельной обработки детали. Фрезеруется плоскость со стороны входа пара как база для установки на карусельном станке.

Сегмент устанавливается на планшайбу карусельного станка стороной выхода пара кверху и проверяется по выходным кромкам лопаток и окружностям (по разметке). Подрезается торец в размер $5 \pm 0,1$ от выходных кромок лопаток, точатся посадочные окружности диаметров 1176 и 1024 мм с подрезкой торца размером 50,5 мм. Эта торцовая поверхность явится базой для установки сегмента в приспособление для дальнейшей обработки. После перекатовки деталь подрезается со стороны паровхода «как чисто». Размечая торцы сегмента, выдерживают размеры стыковых лопаток и обрабатывают с припуском 1 мм, а также фрезеруют на обоих торцах фаски под сварку отдельных частей сегмента между собой. Торцы пригоняются по стыковому шагу, каналы и наружный обод зачипщаются и травятся кислотой для проверки на отсутствие раковин, пористостей, трещин и других пороков. При положительных результатах контроля все детали, входящие в один сегмент, свариваются между собой и для снятия сварочных напряжений термически обрабатываются.

Сварка и термическая обработка сегментов производятся в специальном приспособлении, позволяющем правильно установить отдельные части сегмента и уменьшить деформации при сварке и термообработке. В этом же приспособлении после термической обработки протачиваются сварные швы, которые чистят трав кислотой для проверки качества сварки.

Затем на разметочной плите все четыре сваренных сегмента сопел проверяются по своим размерам и производится разметка для дальнейшей совместной обработки всех сегментов. Фрезеруются торцы сегментов по разметке и чертежу. Окончательная токарная обработка производится на карусельном станке одновременно всех четырех сегментов. Базой для их установки на планшайбу станка является сторона выхода пара сегментов. Механическая обработка заканчивается обработкой всех пазов и отверстий, предусмотренных чертежом. Поверхности каналов подвергаются вторичному травлению для выявления пороков после нагрева сегментов. Для повышения износоустойчивости от действия пара выходные кромки лопаток нитрируются. Трудоемкость сварно-литого варианта сегмента сопел составляет на 1 комплект примерно 260 нормо-ч, в том числе на изготовление отливки около 4 · ч

ЦИЛИНДРЫ ТУРБИН

НАЗНАЧЕНИЕ. УСЛОВИЯ РАБОТЫ. КОНСТРУКЦИЯ

Цилиндр турбины является корпусом, в котором находится проточная часть турбины, и он представляет собой один из наиболее основных ответственных элементов турбины как в отношении проектирования и изготовления, так и условий работы в эксплуатации. Цилиндры паровых турбин в части высокого давления подвергаются действию пара высокого давления, доходящего до 300 *ата*, и температуры до 650° С (как, например, в турбине СКР-100 ХТГЗ), а в части низкого давления находятся под вакуумом до 0,03 *ата*. Цилиндры паровых турбин в некоторых случаях работают с очень большими температурными перепадами, например в цилиндре среднего давления турбины К-300 240 ЛМЗ разность температур в передней и задней частях цилиндра доходит до 540° С. В современных стационарных газовых турбинах температура в передней части доходит до 800° С и более, а в части низкого давления — до 300–350° С.

Для удобства проведения сборочных и монтажных работ, а также выполнения ревизий и ремонтов в эксплуатации цилиндры за редкими исключениями выполняются с горизонтальным разъемом, а в части среднего и низкого давлений, кроме того, и с вертикальным, что вызывается также и требованиями удобства их механической обработки. Наличие в конструкции турбины таких разъемов при высоких давлениях в передней части и низких в задней выхлопной части паровых турбин требует обеспечения хорошей герметичности цилиндров для предотвращения проникновения пара (газа) наружу и просачивания воздуха в вакуумную часть паровой турбины. Для обеспечения необходимой плотности стыков фланцевые соединения цилиндров должны иметь значительную толщину. В

паровой турбине СКР-400 ХТГЗ фланцы горизонтального разъема наружного корпуса цилиндра сверхвысокого давления достигают толщины 550 мм для каждой половины.

Наличие горизонтального фланцевого соединения делает цилиндры в поперечном сечении несимметричными. При этом толстые фланцы сопрягаются с относительно тонкими стенками. Такая конструкция цилиндра вызывает большие трудности в литейном производстве его из-за пороков литья, обычно сосредоточенных в местах перехода фланцев в стенки. В эксплуатации турбины при пусках и остановках ее, при резких изменениях режима работы фланцы и стенки, фланцы и шпильки нагреваются по-разному, так же как и верхняя и нижняя половины цилиндра, что ведет к короблению цилиндра, пропариванию в разъемах, к изменению радиальных зазоров в проточной части и к задеванию подвижных частей за неподвижные. Поэтому в инструкциях по обслуживанию турбин в эксплуатации обязательно оговаривается допустимая разность температур металла между верхом и низом ЦВД и ЦСД (обычно не более 50°C) и между фланцами и шпильками (не более 20°C).

Для регулирования разности температур применяют обогрев горизонтальных фланцев цилиндра и иногда нижней половины его.

Для уменьшения толщины фланцев горизонтального разъема и толщины стенок применяется двухстенная конструкция цилиндра (наружный и внутренний корпус). Это позволяет снизить разность давлений, действующих на каждый корпус, и повышает тепловую эластичность цилиндра в целом, особенно если при этом еще предусматривается перепуск пара через полость между паружным и внутренним корпусами, содействующий более равномерному их прогреву. В качестве примера применения двойных корпусов можно привести цилиндр высокого давления паровой турбины К-300-240 ЛМЗ.

Применение двухкорпусной конструкции цилиндра имеет преимущество и в отношении производства отливок вследствие упрощения конструкции каждого корпуса. Также для упрощения конструкции цилиндра и придания ему более простых форм (что повышает его литейную технологичность) часто применяется установка диафрагм не непосредственно в цилиндр, а при помощи обойм, хотя это и ведет к увеличению трудоемкости механической обработки и сборки.

Цилиндры высокого и среднего давлений турбины находятся под действием сил от давления рабочей среды, а в части низкого давления паровых турбин — от наружного атмосферного давления. При сборке цилиндра и всех элементов проточной части необходимо учитывать и прогиб от собственного веса цилиндра с обоймами и диафрагмами. В эксплуатации цилиндр может вибрировать по разным причинам, но возникающие вследствие этого динамические усилия невелики и не ведут к каким-либо поломкам его.

Постоянное повышение параметров пара и газа, развитие регенерации в паровых турбинах и рост мощностей в одном агрегате сопровождается увеличением размеров цилиндра, усложнением его конструктивных форм и применением более сложных марок легированных сталей. В паровых турбинах с пониженными параметрами пара (давление до 29 *ата* и температура до 400°C) форма цилиндров была простой, паровые и сопловые коробки представляли одно целое с самим корпусом, материалом для него служила хорошо освоенная углеродистая сталь.

С повышением давления до 35 *ата* и температуры пара до 435°C , применением регенеративных отборов пара, а также с увеличением мощностей конструкция цилиндров стала более сложной и для упрощения ее стали применять отъемные от цилиндра паровые коробки, прикрепляемые

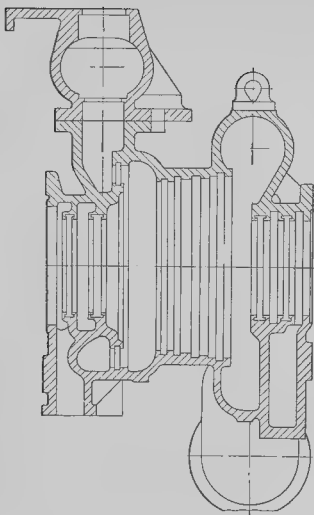


Рис. 12-1. Стальной литой корпус турбины на средние параметры пара

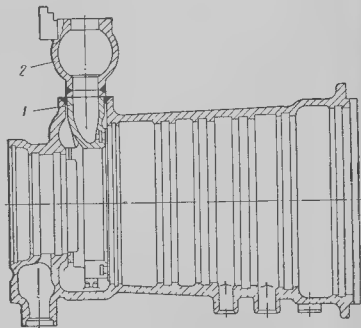
является вполне технологичной и, например, КТЗ применяет ее для своих малых турбин типа АП-1,5 с давлением пара 35 *ата* и температурой 435°С.

В особых условиях эксплуатации находятся цилиндры газовых турбин. Давление газа в них небольшое, расход его значительный и это влечет за собой большие размеры цилиндров газовых турбин. Вследствие высоких температур газа целесообразно изготовление корпуса турбины двухстенным. На рис. 12-3 показан цилиндр газовой турбины типа ГТ-700-5 в исполнении Невского машиностроительного завода им. В. И. Ленина (НЗЛ). В части высокого давления наружный корпус 1 представляет собой отливку из малолегированной перлитной стали 12МХЛ, внутренняя оболочка газопускной части 3 выполнена сварной из листов толщиной 5 мм аустенитной стали 1Х18Н9Т. Между наружной и внутренней частями корпуса

к нему при помощи фланцевого соединения (рис. 12-1). При этом улучшалась литейная технологичность цилиндра (из-за упрощения его газопускной части).

При переходе к изготовлению паровых турбин высоких (90 *ата* и 500°С) и повышенно высоких (130 *ата* и 565°С) параметров фланцевое присоединение паровых коробок являлось ненадежным и во многих конструкциях турбин было заменено приваркой коробок к цилиндру. На рис. 12-2 приведена конструкция цилиндра высокого давления паровой турбины К-100-90 (ВК-100-6) ЛМЗ с приваренными паровыми и сопловыми коробками. Здесь зона с наиболее высокими давлениями и температурами пара вынесена в коробки, что облегчает рабочие условия для самого цилиндра. В турбине К-200-130 благодаря такой конструкции в передней части цилиндра высокого давления (за сегментом сопел) давление пара равно только 88,3 *ата*, а температура его 519°С при начальных параметрах свежего пара 130 *ата* и 565°С. Такая конструкция присоединения коробок к цилиндру

Рис. 12-2. Стальной литой корпус турбины на высокие параметры с сваренными сопловыми (1) и паровыми (2) коробками



высокого давления устанавливается тепловая изоляция 2 или прокачивается охлаждающий воздух, что позволяет иметь температуру наружного корпуса порядка 200°C [27]. В части низкого давления наружная часть корпуса 5 также литая из стали 12МХЛ, а внутренняя 6 штампованная из листов толщиной 4 мм из перлитной стали 12МХ. Внутренняя изоляция корпуса предохраняется от выдувания эластичными кожухами 4, изготовленными из стали 1Х18Н9Т толщиной 1 мм в части высокого давления и из стали 1Х13 также толщиной 1 мм в части низкого давления. Внутренние обложки корпуса подвешиваются на лапках к кожуху турбины. Конструкция диафрагм, устанавливаемых в цилиндр, обеспечивает свободу тепловых расширений. Подобная конструкция корпуса газовой турбины создает возможность быстрого пуска турбины.

Цилиндры низкого давления современных мощных турбин имеют большие габаритные размеры и веса. Например, размеры такого цилиндра

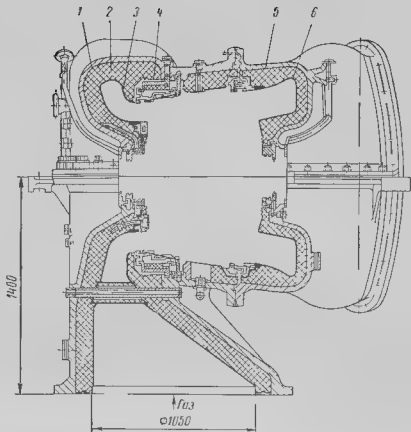


Рис. 12-3. Корпус газ. турбины ГТ-700-5 НЗЛ

Рис. 12-4. Сварно-листовая выхлопная часть цилиндра низкого давления турбины К-300-240 ЛМЗ



для турбины К-300-240 ЛМЗ составляют для нижней половины $9840 \times 9000 \times 2900$ мм. Поэтому, хотя действующие напряжения в цилиндре низкого давления и температурные условия в эксплуатации и позволяют применять для цилиндра чугунное литье, для этих турбин применяется конструкция выхлопной части в сварно-листовом исполнении (рис. 12 4), так как производство больших литых чугунных цилиндров из-за дефектов литья и трудностей их исправления не представляется возможным. Для паровых турбин малых и средних мощностей чугунное литье для выхлопных частей широко применяется для температур пара не выше 250°C из-за опасности роста чугуна.

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЦИЛИНДРОВ И ВИДЫ ЗАГОТОВОК

Выбор марки стали для цилиндров турбин и других корпусных деталей зависит от температуры рабочей среды, в которой они работают. Для температур до 450°C применяются хорошо изученные углеродистые стали, главным образом марки 25Л [7]. При повышении рабочей температуры свежего пара до 500°C сталь 25Л для длительной работы при нормальных допускаемых напряжениях уже непригодна. ЛМЗ для своих паровых турбин высокого давления первых выпусков с параметрами пара 90 атм и 500°C применил сталь примерно такого же химического состава, что и 25Л, но для повышения ее жаропрочности с добавкой не менее 0,4% молибдена. Эксплуатация этих первых турбин ЛМЗ на электростанциях через короткое время (около 2—3 лет работы) выявила склонность этой стали к графитизации. Дополнительное легирование 0,5-процентной молибденовой стали хромом в количестве не более 0,5% увеличивает стойкость стали против графитизации. Поэтому для температур пара до 500 — 520°C для корпусных стальных отливок применяются хромомолибденовые стали марок 15ХМЛ и 20ХМЛ [7]. Для температур пара до 570°C стальные отливки корпусов, подвергаемых сварке, изготавливаются из хромомолибденованадиевой стали марок 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ [7].

Стали марок 20ХМФЛ и 15Х1М1ФЛ — одни из наиболее жаропрочных литых сталей перлитного класса. Сталь 15Х1М1ФЛ ЛМЗ применял для отливок корпусов внешнего цилиндра высокого давления турбины К 300 240. Сталь марки 20ХМФЛ ХТГЗ использовал для внешнего корпуса ЦВД турбины К-300-240 и для корпуса ВД (но не СВД) турбины СКР 100.

Для рабочих температур пара (и газа) до 580°C намечены к применению марки стали 15ХМФКРЛ (П-4.1), 15Х2М2ФБСЛ (П 3), 15Х1МФБЛ (Х11ЛА), 15Х1МВФЛ (Х11ЛБ) [7].

ХТГЗ в турбине К-300-240 для корпусных деталей блока парораспределения применил отливки из стали П-3, а для внутреннего корпуса ЦВД — марку стали П-4Л. ЛМЗ в турбине К-300 240 для корпусов стопорных клапанов, сопловых коробов, внутреннего ЦВД принял марку стали Х11ЛА. Применение при температурах до 580°C указанных марок сталей вместо аустенитных (ранее примененных в турбине СВК-150 ЛМЗ) облегчает изготовление отливок, упрощает их механическую обработку, снижает стоимость машины и сокращает время пуска турбины.

Для цилиндров газовых турбин, изготавливаемых из аустенитных сталей, в нашей отечественной практике применяются марки стали ЛА1, Х25Н13ТЛ, Х25Н18(ЭИ417), 1Х18Н9Т и др. [7].

Стоимость стального литья для корпусных деталей турбин зависит от степени легирования, сложности и веса отливок и составляет в среднем (в руб/м): для углеродистой стали 25Л — 400, для стали 20ХМЛ — 500—

650, для стали 20ХМФЛ 650—750, для стали 15Х1М1Ф 850, для
с Х11Л — 1400 и ЛА1 — 7500 10 000.

Заводом-поставщиком литья отливки сдаются термически обрабо-
танными. Прибыли, литники, литейные ребра должны быть обрублены.
В отливках не допускаются трещины, видимые невооруженным глазом
раковины, пористости, рыхлости и посторонние включения. Поверхности
отливок должны быть очищены от формовочной земли и окалины. Внутрен-
ние поверхности отливок очищаются пескоструйным аппаратом. В недо-
ступных местах очистка должна быть произведена любым другим спосо-
бом. Литейные дефекты допускаются на обрабатываемых поверхностях
отливок, если глубина их не превышает $\frac{2}{3}$ припуска на механическую
обработку. Исправление литейных дефектов на заводе поставщике допус-
кается путем заварки (после полного удаления) дефектного металла с ука-
занием в паспорте, сопровождающем отливку, дефектных мест и их
размеров.

Для судовых турбин, где не допускается увеличение веса машины
по сравнению с чертежным, выдвигается требование по допускам на тол-
щину стенок: для отливок весом до 300 кг отклонение по толщине стенок
до +15%, а при весе более 300 кг — (+10) (—15)%.

Отливки на заводе-поставщике принимаются отделом технического
контроля. Проверка отливок производится по внешнему виду, размерам,
химическому составу, механическим свойствам и качеству исправления
литейных дефектов. Химический состав проверяется от плавки, механи-
ческие испытания выполняются на образцах, вырезаемых из прилитых к
отливкам или отлитых отдельно пробных планок. Пробные планки должны
пройти все операции термической обработки вместе с отливками.

Механические свойства каждой отливки определяются на одном
образце при испытании на растяжение, на двух при испытании на удар
и на одном образце размером $10 \times 20 \times 160$ мм при испытании на холодный загиб.

Турбостроительный завод по получении
отливки производит повторно все указанные
выше испытания и, кроме того, проверяет
твердость по Бринелю на планках для меха-
нических испытаний и на самой отливке в раз-
ных местах (рис. 12-5) для выявления раз-
броса механических свойств по всей отливке.
Одна из прилитых к отливке планок специально
оставляется для испытания на турбинном за-
воде. Результаты испытания являются обяза-
тельными для завода поставщика.

Для цилиндров низкого давления паро-
вых турбин, как уже упоминалось выше, при
рабочих температурах пара не выше 250 -
300° С в турбинах малых и средних мощностей
применяется чугунное литье, а в мощных тур-
бинах отечественного производства — сварно
листовые конструкции.

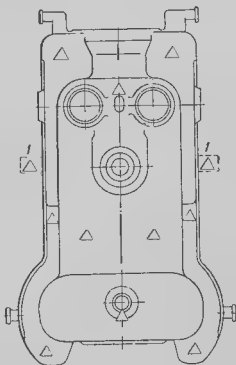
Серый чугун для литья выбирается в со-
ответствии с ГОСТом 1412 54.

Серые чугуны марок СЧ 21-40, СЧ 28 48
и СЧ 32-52, получаемые путем модифицирова-
ния, являются чугунами повышенной прочности.

Отрицательным свойством чугуна яв-
ляется повышенный рост при длительном

Рис. 12 5. Вид сверху на
верхнюю половину ци-
линдра:

1 — планки для механических
испытаний материала
Δ — места проверки на твер-
дость



воздействием температур свыше 250–300° С, сопровождающийся снижением прочности изделия. В практике турбостроения известен случай, когда вследствие роста чугуна у одной из турбин АЕГ цилиндр имел 12 трещин. Серьезным недостатком чугуна является трудность исправления литейных дефектов, например сваркой, как это делается в стальных отливках. Поэтому в современных крупных паровых турбинах отечественного производства мощностью свыше 25 тыс. *квт* выхлопные части цилиндров низкого давления, имеющие большие размеры и сложную форму, изготавливают из штампованных и вальцованных листов, соединяемых между собой сваркой. Применение сварно-листовых выхлопных частей дает еще одно преимущество: возможность приварки выхлопного патрубка цилиндра с конденсатором, что очень упрощает конструкцию этого соединения.

Для сварных выхлопных частей в качестве материала применяют листовую прокат марки МСт. 3 по ГОСТу 380—50.

В чугунном литье как и в стальном также не допускаются пороки, снижающие прочность отливки. На обрабатываемой поверхности дефекты допускаются, если они находятся в пределах 2/3 припуска на механическую обработку.

Приемка готового чугунного литья производится после проверки:

- 1) размеров и конфигурации литья;
- 2) веса его;
- 3) химического состава;
- 4) механических свойств;
- 5) гидравлического испытания, проводимого на турбинном заводе.

Сдаточными характеристиками являются предел прочности при изгибе, стрела прогиба и твердость.

В стальном литье пороки исправляются электрической дуговой сваркой. Подготовка дефектного места к сварке заключается в обязательном удалении дефектного металла до здорового. Это делается путем высверливания дефектного места при небольшом пороке или путем вырубки дефекта с зачисткой вырубленного места наждачным камнем и войлочным кругом и травлением 10-процентным раствором азотной кислоты. Такой контроль позволяет убедиться в полном удалении пороков. Заварка производится паспортным сварщиком. Физико-механические свойства наплавленного металла должны быть одного качества с основным металлом отливки, что достигается выбором соответствующих электродов. Исправление литейных дефектов в стальных отливках производится также и при несоответствии формы и размеров изделия чертежу.

Отпуск отливок после заварки дефектов разрешается не производить только в случае малого объема наплавленного металла, этот вопрос решается центральной заводской лабораторией.

Таким образом, хотя литейные дефекты в стальных отливках крайне нежелательны, но устранение их в техническом отношении возможно. Практика эксплуатации «леченых» отливок в турбинах подтверждает их нормальные служебные качества.

Что касается заварки дефектов литья в чугунных отливках, то в этом случае сварка представляет большие трудности, так как из-за низких пластических свойств чугуна в местах сварки появляются трещины. Заваренные места вследствие повышенной твердости не всегда допускают механическую обработку.

Исправление дефектов в чугунных отливках производится путем заварки их чугунами или стальными электродами со специальной обмазкой или из монель металла (65% Ni и 30% Cu). Другой способ — горячая заварка (заливка вырубленных мест горячим чугуном).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ЦИЛИНДРОВ

К узловой сборке корпуса цилиндра турбины, имеющего горизонтальный и вертикальный разъемы, предъявляются требования полной герметичности этих разъемов, а также возможности повторной сборки после его разборки с получением полной идентичности цилиндра первоначальной сборке. При центровке корпуса турбины в процессе ее общей сборки на заводском стенде требуется совпадение оси расточки корпуса с плоскостью его горизонтального разреза, параллельность опорных поверхностей корпуса с горизонтальным разъемом, перпендикулярность плоскости вертикального фланца оси расточки и пр.

Выполнение всех этих требований зависит в основном от точности механической обработки корпусов и соответствия этой обработки чертежу. В связи с этим при механической обработке корпусов турбин обязательным является выполнение следующих технических требований.

1. Фланец горизонтального разреза корпуса цилиндра и фланец вертикального разреза между передней и задней частью цилиндра по своим плоскостям должны припаиваться или шлифоваться, или обрабатываться другим каким-либо финишным способом (строжка широкими резцами, тонкое фрезерование и т. п.).

При свободном наложении одной части цилиндра на другую без затяжки болтами зазор между сопрягаемыми плоскостями с внутренней стороны не должен превышать 0,05 мм. При затяжке фланцев через две шпильки пластина щупа толщиной 0,03 мм с внутренней стороны разреза не должна проходить по всему контуру. При наложении контрольной линейки длиной 2 м на плоскость горизонтального разреза каждой половины цилиндра пластина щупа 0,03 мм также не должна проходить.

После испытания турбины на стенде завода пластина щупа 0,03 мм при затяжке фланцев горизонтального разреза через две шпильки не должна проходить по всему внутреннему контуру корпуса.

2. Плоскость горизонтального разреза должна совпадать с осью расточки корпуса. Параллельное смещение допускается не более 0,1 мм. Перекос плоскости горизонтального разреза по отношению к оси расточки может быть не более 0,1 мм по всей длине корпуса.

3. Торцовые поверхности всех внутренних выточек в корпусе должны быть перпендикулярными к оси его расточки. Допускаемое отклонение: по выточкам под уплотнение — 0,03 мм, по всем прочим выточкам (под обоями и диафрагмы) не более 0,05 мм.

4. Поверхность опорных лап корпуса цилиндра в конструкциях, где он опирается своими лапами на корпус подшипника, должна быть параллельна плоскости горизонтального разреза цилиндра. Допускается непараллельность 0,02—0,03 мм. Для цилиндра низкого давления паровых турбин, опирающегося непосредственно на фундаментные рамы, непараллельность опорных поверхностей по отношению к горизонтальному разрезу допускается 0,1 мм.

5. Шпоночные пазы, расположенные на опорных поверхностях корпуса цилиндра и служащие для правильного осевого и поперечного перемещения цилиндра при его тепловом расширении, должны быть параллельны оси расточки корпуса или перпендикулярны к ней. Отклонение допускается не более 0,05 мм по длине паза.

6. Отверстия для установочных болтов должны быть выполнены по 2-му классу точности с чистотой поверхности $\nabla 7 - \nabla 8$.

7. Отверстия с резьбой на фланцах горизонтального и вертикального разъемов должны быть выполнены по 2-му классу точности так, чтобы шпильки в них ввертывались туго.

8. Оси отверстий во фланцах должны быть перпендикулярны к плоскости фланцев.

9. Наружные боковые (торцовые) поверхности фланцев горизонтального и вертикального разъемов при положении одних частей корпуса на другие для придания изделию товарного вида должны совпадать. Если в литье они не совпадают, то выступающие фланцы подлежат обработке.

10. После узловой сборки корпуса, имеющего один или два вертикальных разъема, в сопряженных местах (пересечение вертикального разъема с горизонтальным) не должно быть уступов, так как их трудно уплотнить. Иногда допускается отклонение, но не более 0,1 мм.

11. Выполнение всех размеров корпуса при механической обработке должно находиться в пределах допусков, указанных на чертеже. Чистота обработок поверхностей также должна соответствовать требованиям чертежа.

Все перечисленные выше требования предъявляются к механической обработке корпусов, т. е. окончательно обработанный корпус должен удовлетворять всем перечисленным условиям. Конечно, все необрабатываемые поверхности, особенно омываемые паром (или в корпусах подшипников омываемые маслом), обязательно должны быть тщательно очищены вплоть до металлического блеска. В процессе разметки и механической обработки корпуса должны быть выявлены все литейные дефекты и исправлены сваркой.

Соблюдение всех этих требований в большой степени зависит от правильного выбора технологических баз. Еще в стадии разработки чертежа корпуса конструктор, заботясь о технологичности конструкции, предусматривает свои конструкторские базы, от которых и проставляет все необходимые для обработки размеры. Обычно конструктор согласовывает выбор этих баз с технологом и в дальнейшем эти конструкторские базы принимаются и за технологические.

При механической обработке корпусов турбин выбираются:

1) за радиальную базу для всех расточек и проточек по диаметру — места расточек под наружные уплотнения с двух сторон корпуса, в которых конструкцией турбины предусматриваются наименьшие радиальные зазоры.

В дальнейшем установка цилиндров при общей сборке турбины и на монтаже и центровка роторов в цилиндрах будет производиться по местам расточек под уплотнения и, естественно, эти места нужно принимать за радиальную базу при расточке цилиндра;

2) за базу для обработки всех плоскостей, параллельных плоскости горизонтального разъема, принимается плоскость горизонтального разъема и при механической обработке все плоскости в корпусе ориентируют относительно этой базы;

3) за осевую базу обычно принимают плоскость фланца вертикального разъема корпуса, а в случае отсутствия такового — обрабатываемый торец корпуса в месте установки сегмента сопел. Все осевые размеры при обработке ориентируют на эту базу.

Во время обработки отдельных поверхностей цилиндра могут быть использованы также вспомогательные базы при условии согласования их с основными базами корпуса.

При механической обработке корпусов цилиндров выявляются внутренние пороки литья в виде трещин, раковин, пористости и прочих дефектов. Практически получить стальное литье для крупных корпусов совершенно без пороков не представляется возможным (ввиду его сложности по конфигурации и составу металла). Поэтому выявленные пороки при механической обработке (а по размерам при разметке) подлежат вырубке, заварке, а для снятия сварочных напряжений всю отливку подвергают термической обработке. Так как в результате заварки дефектов и термической обработки отливка деформируется (коробится), то недопустимо проводить первоначальную механическую обработку без оставления некоторого припуска для учета этого коробления при чистовой обработке. По этой причине технология механической обработки литых корпусов цилиндров предусматривает его обработку в два этапа — предварительную, с припуском, и чистовую, окончательную. Предварительная обработка включает в себя заварку всех дефектов литья и конструктивную сварку приварку паровых и сопловых коробок, сварку самого цилиндра по вертикальному шву, если это предусматривается конструкцией; заканчивается она термообработкой. Припуск при этой механической обработке по горизонтальному разъему, всем внутренним расточкам, диаметру крупных отверстий под болтовые соединения и т. п. выбирается таким, чтобы с учетом коробления обеспечить чертежные размеры корпуса при чистовой обработке его. Практикой установлен припуск под чистовую обработку для малых корпусов 1—2 мм, для средних 1—3 мм, для крупных 3—5 мм. Так, например, ЛМЗ при предварительной обработке своих больших цилиндров оставляет припуск по горизонтальному разъему 3 мм на каждую половинку, по внутренним расточкам 5 мм на сторону и по главным отверстиям горизонтального разъема примерно 5 мм на диаметр.

Предварительная обработка включает в себя следующие основные операции (из опыта ЛМЗ).

1. Дополнительная очистка отливок от пригара земли, окалины как снаружи, так и внутри, особенно поверхностей омываемых паром. В некоторых случаях производится пескоструйная очистка.

2. Визуальный осмотр качества литья. При этом сверяется клеймение отливок с сертификатом; проверяется качество металла путем испытания его механических свойств на образцах из прилитых планок, а также твердости в разных местах по поверхности отливок при помощи переносного прибора Польди с занесением в формуляр (см. рис. 12-5).

3. Разметка под предварительную обработку горизонтального разъема и внутреннюю расточку корпуса. Здесь же на разметочной плите разметчиком проверяются все основные размеры отливки, и в том числе толщина стенок в разных местах. Большие размеры отливок, сложность их конфигурации, выполнение литья по деревянным моделям часто ведут к отступлению литья по форме и размерам по сравнению с чертежными. Разметчик выявляет эти отклонения, сопоставляет их по верхней и нижней половинкам между собой и путем разметки, т. е. нанесением центровых и прочих разметочных линий, определяет наилучшее снятие всех припусков при обработке, а в местах, где не хватает «полноты», отмечает их для последующего исправления путем наплавки недостающего металла сваркой. Толщина стенок отливок определяется при помощи выносного кронциркуля или путем современных методов, например ультразвуковым дефектоскопом. Утонение стенок отливки может повести к снижению ее

прочности, увеличение толщины стенок литья для судовых турбин вызовет нежелательный перевес машины.

4. Строжка плоскости горизонтального разъема с припуском по 3 мм. Установка корпуса на столе станка проверяется рейсмусом от плоскости стола станка по рискам, нанесенным разметчиком. Крепление детали на станке должно быть жестким и надежным, но без деформации ее, так как это скажется на точности обработки. Для исключения деформации цилиндра необходимо обеспечить при креплении совпадение направления силы прижима с опорами. Эти требования относятся ко всем видам механической обработки корпусов и особенно должны соблюдаться при чистовой, окончательной обработке их.

5. Разметка отверстий на плоскости горизонтального разъема под сверление.

6. Сверление сквозных отверстий в верхней половине и сверление и нарезка резьбы в нижней половине цилиндра.

7. Сборка верхней и нижней половины цилиндра под расточку.

Разметка и сверление отверстий на плоскости горизонтального разъема и нарезка их в нижней половине под шпильки производятся в стадии предварительной обработки корпуса в зависимости от выполнения предварительного гидравлического испытания. Для предварительной расточки корпуса вполне достаточно при сборке обеих его половин крепление только частью шпилек. Гидравлическое испытание цилиндра (учитывая большие возникающие при его проведении усилия и необходимость создания повышенной плотности в горизонтальном разъеме) требует установки полного количества шпилек и, следовательно, сверления всех отверстий с нарезкой их в нижней половине (примерно на два размера по нормали резьб меньше чертежного). ЛМЗ на основании своего опыта не проводит предварительного гидравлического испытания, заменяя его другими методами контроля, и потому на горизонтальном фланце верхней половины сверлят все отверстия на 5 мм меньше по диаметру по сравнению с чертежным, а в нижней половине только шесть отверстий значительно меньшего диаметра, чем указано на чертеже, с нарезкой под временные шпильки.

Для дополнительного крепления после сборки цилиндра под расточку на шести шпильках с наружной стороны по разъему обе половины прихватываются между собой электросваркой, которая после расточки цилиндра срубается.

8. Расточка корпуса в собранном виде с припусками по 5 мм на сторону и окончательная расточка горловин под установку сопловых коробок.

9. Предварительное гидравлическое испытание (если оно проводится на данном заводе) с последующей вырубкой и заваркой всех дефектных мест. Если предварительное гидравлическое испытание не проводится, как, например, на ЛМЗ, то проводится керосиновая проба с опескоструиванием, зачистка поверхности в местах необрабатываемых переходов и травление этих мест.

При обнаруживании значительных дефектов производится выборочное гамма-просвечивание участков, вызывающих сомнение в их качестве. Литые корпуса клапанов автоматического затвора подлежат обязательному гамма-просвечиванию. Все обнаруженные при этих проверках литейные пороки вырубятся до нормального металла и завариваются.

10. Конструктивная сварка цилиндра согласно чертежу, т. е. при варке сопловых и паровых коробок и заварка прочих швов, предусмотренных чертежом.

Обычно конструктивная сварка по времени совмещается с заваркой литейных пороков, чтобы избежать лишней термообработки.

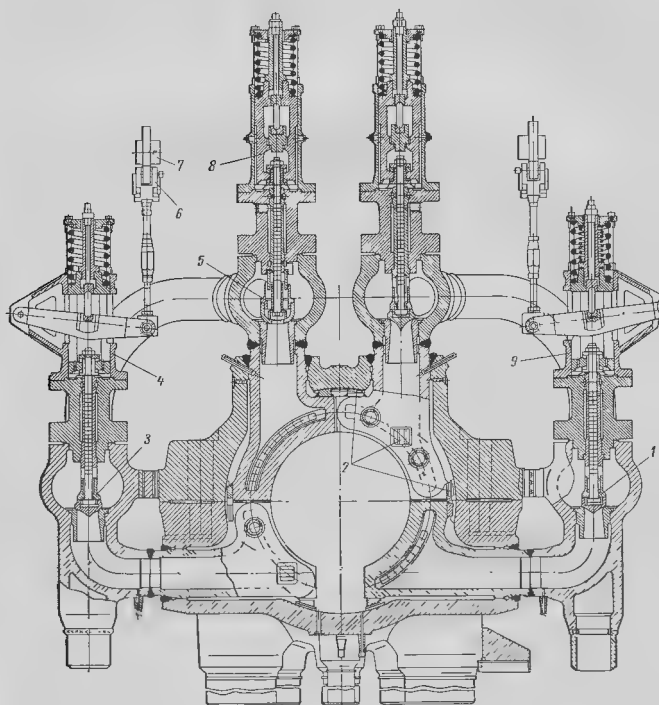
В конструкциях паровых турбин ЛМЗ высоких и повышено высоких параметров пара предусматривается приварка к корпусу цилиндра высокого давления четырех (в каждой половине по две) сопловых коробок, к которым, в свою очередь, привариваются четыре паровые коробки. К этим коробкам привариваются паровпускные трубы и вследствие этого совершенно отсутствуют фланцевые соединения. Конструкция такого цилиндра высокого давления показана на рис. 12 6.

Все эти соединения являются неразъемными, но никаких затруднений при проведении на этих турбинах ревизий и ремонтов турбин не вызывают.

Для сборки сопловых коробок в цилиндре под сварку, а также в дальнейшем для правильного теплового расширения их по отношению к цилиндру и ротору, чтобы избежать нарушения их центровки,

Рис. 12-6. Разрез цилиндра высокого давления турбины К-200-130 по клапанам:

1, 3 и 5 — регуляторные клапаны 2 — шпонки; 4, 8 и 9 — колонки клапанов; 6 — рычаги клапанов; 7 — кулачки клапанов



предсмазываются в каждой сопловой коробке по три направляющие шпонки 2, фиксирующие положение коробки при сборке и неизменность их центровки при тепловом расширении в работе турбины.

Порядок сборки сопловых коробок под сварку следующий: в корпусе цилиндра по разметке обрабатываются пазы для шпонок, затем сопловые коробки по очереди заводятся в корпус, центруются по отношению к горловинам для получения равномерного зазора по окружности и наносятся осевые риски. Сопловые коробки вынимаются, согласно рискам к ним привариваются шпонки, они окончательно заводятся в горловину корпуса по шпонкам и привариваются кольцевым швом к корпусу цилиндра. При сварке наблюдают за равномерностью зазора между цилиндрической частью сопловой коробки и горловиной корпуса и при смещении коробки в сторону наплавкой дополнительного шва в месте сварки регулируют нормальное ее положение.

Паровые коробки привариваются к сопловым с предварительной центровкой по месту соединения.

Сопловые и паровые коробки к моменту их сборки с корпусом цилиндра должны быть окончательно обработаны и испытаны гидравликой; так же как и в самом корпусе все сопряженные места к сборке должны быть полностью обработаны.

11. Термообработка после сварки для снятия сварочных напряжений. После термообработки все конструктивные сварные швы и «лечебные» заварки, а также околошовная зона зачищаются и протравливаются для контроля качества сварки, а также проверяются ультразвуковым методом и гамма-просвечиванием.

12. Вторая керосиновая проба с опескоструиванием для выявления дефектов, которые могут обнаружиться после нагрева и охлаждения корпуса при термообработке его.

ОКОНЧАТЕЛЬНАЯ ЧИСТОВАЯ ОБРАБОТКА СТАЛЬНЫХ ЛИТЫХ КОРПУСОВ ЦИЛИНДРОВ ТУРБИН

Чистовая обработка корпуса начинается с разметки плоскости горизонтального разреза и всех торцовых поверхностей его по длине. После сварки и термической обработки корпуса неизбежна его деформация и пользоваться первоначальной разметкой, пролазведенной до термической обработки, нельзя. Разметка ведется таким образом, чтобы ось будущей окончательной расточки совпала с горизонтальным разрезом. При дальнейшей чистовой обработке цилиндра особое внимание обращается на правильность установки и крепления детали на станке. Корпуса турбин, особенно цилиндра низкого давления, не являются достаточно жесткими, они прогибаются от собственного веса, их легко деформировать на станке при неправильном креплении. Корпус цилиндра рекомендуется устанавливать на станке на опоры, расположенные по длине корпуса от его концов на расстоянии, равном 0,2 его длины. При этом прогиб корпуса будет минимальный и точность обработки повысится.

При креплении корпуса на станке во избежание его деформации направляющие усилия должны проходить через опоры и быть нормальным к ним. Перед снятием последней стружки при чистовой обработке необходимо по возможности ослабить крепление корпуса на станке, чтобы до минимума свести деформации его от зажима.

Первой станочной операцией чистовой обработки корпуса является обработка плоскостей горизонтального разреза обеих половинок корпуса.

Производится она на строгальных, продольнофрезерных, карусельных, горизонтально-расточных станках. Наиболее производительной является обработка на продольнофрезерном станке. В условиях производства выбор оборудования часто диктуется загрузкой оборудования, тем более что для обработки крупных корпусов не всегда имеются продольнофрезерные станки больших габаритов.

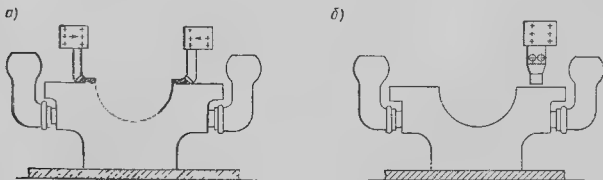
Чаще всего на турбинных заводах обработка плоскостей горизонтальных разъемов производится на продольнострогальных станках со строжкой вдоль оси цилиндра.

Для выполнения требования герметичности горизонтального разъема цилиндра ранее окончательно обработанные плоскости разъема доводятся вручную шабровкой.

Для цилиндра высокого давления крупных турбин время, необходимое для такой шабровки, по данным ЛМЗ, составляло около 200 нормо-ч. Механизация этой трудоемкой ручной работы разными заводами решена по-разному, что объясняется габаритами обрабатываемых деталей и наличием оборудования. ЛМЗ в качестве финишной операции применяет на том же станке строжку широкими резцами — рис. 12-7 [28]. Двумя проходными резцами, тщательно выверенными по высоте, одновременно снимается припуск 2—3 мм, оставляемый для чистовой обработки. После этого одним широким резцом с подачей 4,5—6 мм на двойной ход с глубиной резания 0,08—0,1 мм производится предварительный проход, а затем тем же резцом с подачей 3—4 мм на двойной ход при глубине резания 0,05—0,08 мм — окончательный. Применение такой строжки широкими резцами дает по всей поверхности чистоту обработки не менее 6-го класса, по точности отклонение от прямолинейности при проверке контрольной линейкой составляет 0,01 мм на 1 м длины. При наложении верхней половины корпуса на нижнюю зазор по внутреннему контуру горизонтального фланца не превышает 0,05 мм. Повышенная чистота поверхности достигается благодаря зачистке широким резцом поверхности, уже пройденной при предыдущей подаче. Державка резца должна обладать большой жесткостью, пластина резца — из стали Р18. Трудоемкость, по данным ЛМЗ, финишной строжки составляет 3,5 ч для одной половины цилиндра среднего давления турбины К 200 130 и 11 ч для одной половины сварной выхлопной части цилиндра низкого давления. Полная строжка (включая и финишную) для этих частей цилиндров составляет соответственно 11 и 40 ч.

ХТЗ заменил шабровку плоскости горизонтального разъема чистовым шлифованием, установив для этой цели специальную шлифовальную головку в суппорте продольнострогального станка. Для предохранения направляющих станка от повышенного износа из-за абразивной пыли завод применил охлаждение. Чистота обработки, полученная при этом

Рис. 12-7. Схема строжки цилиндра: а — предварительная; б — чистовая широким резцом



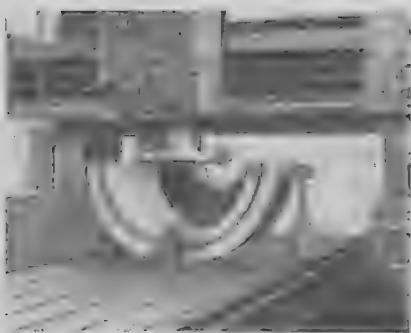


Рис. 12-8. Тонкое фрезерование разъема цилиндра на КТЗ

способе, 6—7-й классы. Трудоемкость примерно такая же, как и при строжке широкими резцами [29].

Калужский турбинный завод в качестве доводочной операции при обработке разъемов применял тонкое фрезерование. Работа производится на продольнофрезерном станке (рис. 12-8). Станок тщательно выверяется, вес фрезы (диска с одним резцом) подбирается таким, чтобы маховой момент ее значительно превышал момент сопротивления резанию и благодаря этому выбирал все люфты в подшипниках фрезерной го-

ловки станка. Торцовое биение фрезы не должно превышать 0,02 мм, и она должна быть статически отбалансирована. На рис. 12-8 показана однорезцовая фреза весом 195 кг и диаметром 700 мм.

Применение тонкого фрезерования позволило КТЗ полностью ликвидировать шабровку плоскостей любых турбинных деталей. Трудоемкость обработки сократилась: полная обработка стыкуемых поверхностей одной половины цилиндра (турбины малой мощности) занимает в среднем 18 вместо 80 ч. Чистота поверхности получается 6—7-го классов, а отклонения от плоскостности не более 0,01 мм на 1 м длины. Под тонкое фрезерование оставляется припуск не более 0,08—0,1 мм, подача на один оборот фрезы 0,6—0,8 мм [30].

Следующей операцией является окончательная разметка всех отверстий на фланцах горизонтального разъема для соединения верхней и нижней половин корпуса, для отжимных болтов и установочных штифтов, и разметка на плоскости фигурной обвязки высотой 1 мм, служащей для отвода пара из фланца и всего прочего, предусмотренного чертежом на плоскости горизонтального разъема.

Обычно (особенно в крупных турбинах) соединение верхней и нижней половин корпуса цилиндра производится при помощи шпилек, причем во фланце верхней половины отверстия гладкие сквозные, а в нижней — глухие нарезные. Сверление всех этих отверстий производится в турбостроении за редким исключением по разметке; применение кондукторов не оправдывает себя вследствие малой серийности турбин, а также из-за возможного отклонения размеров в отливках. Отверстия размечаются с учетом литых отклонений сначала в верхней половине, а потом после сверления их путем наложения верхней половины на нижнюю часть корпуса переносится через отверстия на горизонтальный разъем нижней половины чертилками с последующим накерниванием после снятия верхней половины. Сверление отверстий диаметром до 25—30 мм производится одним сверлом, а при больших диаметрах набором сверл и зенкеров разного диаметра.

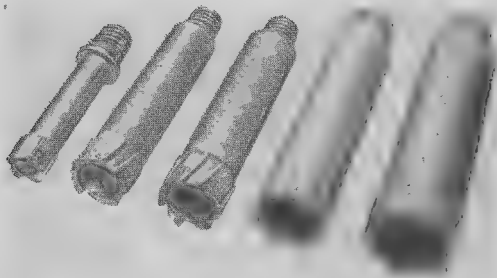
При сверлении отверстий большого диаметра весьма эффективным является применение кольцевых сверл (рис. 12-9). Для отверстий, например диаметром 100 мм, сверление и зенкерование требует машинного и вспо-

могательного времени 64,4 *нормо-ч* при выполнении работы на горизонтально-расточном станке, а при сверлении кольцевым сверлом всего только 51 *норм ч* и для отверстий диаметром 140 мм соответственно 127,5 (шесть переходов) и 60 *нормо-ч*. Особое внимание при сверлении обращается на перпендикулярность оси отверстия к плоскости горизонтального разреза. При больших толщинах фланцев современных крупных турбин небольшое отклонение резьбового отверстия в отношении его перпендикулярности к фланцу вызовет перекос шпилек и затруднит сборку верхней половины цилиндра с нижней. Корпус под сверление должен быть выверен на станке так, чтобы плоскость горизонтального разреза его была перпендикулярна шпинделю станка. Такая выверка производится при помощи угольника, устанавливаемого на плоскость фланца, при этом другая его сторона должна совпадать с образующей шпинделя. Проверка производится в двух положениях под углом 90°. Другой способ проверки установки детали на станке производится при помощи индикатора, укрепленного на оправке.

Для плотного прилегания гаск в верхней половине цилиндра к фланцам и во избежание при затяжке гаск изгиба шпилек подрезки снаружи фланца должны быть перпендикулярны к оси отверстия. Непараллельность плоскости подрезки к плоскости разреза не должна превышать на диаметре подрезки 0,02 мм.

Сверление и зенкерование отверстий, фрезерование фигурных обзирок производятся на горизонтально-расточном станке. Половинки корпусов устанавливаются плоскостью горизонтального разреза к шпинделю станка с выверкой индикатором по всем четырем углам плоскости с точностью до 0,05 мм. Выполнение сверления может производиться также и на радиально-сверлильном станке. Отверстия в нижней половине корпуса нарезаются метчиками по 2—3-му классам точности. При нарезании отверстий большого диаметра в отливках из легированных сталей трудно получить качественную резьбу 2-го класса точности. ЛМЗ после предварительного нарезания применяет накатывание резьбы без снятия стружки. Для накатывания резьбы оставляют припуск по среднему диаметру и резьба имеет неполный профиль. После этого в отверстие ввинчивают специальную резьбонакатную головку. За один проход она накатывает резьбу до требуемого диаметра. Накатные ролики обжимают витки резьбы, которые вытягиваются по направлению к вершинам, получается резьба заданного

Рис. 12-9. Кольцевые сверла



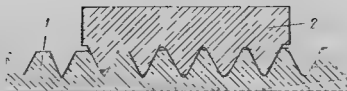


Рис. 12-10. Схема накатывания резьбы:
1 — резьба обрабатываемой детали; 2 — ролик

нормальной формы 2-го класса точности [31]. На рис. 12-10 приведена схема накатывания резьбы. Твердость поверхностного слоя резьбы вследствие наклепа повышается на 50%, профиль имеет геометрически правильную форму, и качество резьбового соединения улучшается.

После ввертывания шпилек в нижнюю половину корпуса цилиндра по плоскости горизонтального разреза верхняя половина устанавливается на нижнюю, фланец затягивается через каждые две шпильки и при проверке щупом пластина толщиной 0,03 мм с внутренней стороны корпуса не должна проходить по всему контуру.

Перед чистовой расточкой корпуса цилиндра для совместного фиксирования верхней и нижней половин между собой в горизонтальном фланце нижней половины через уже имеющиеся отверстия в верхней половине рассверливаются, зенкеруются и развертываются отверстия под установочные штифты, пригоняются и устанавливаются сами штифты (примерно 4 шт.).

После сборки корпуса под расточку все болты, шпильки, гайки, установочные штифты и места для них маркируются.

Следующей весьма ответственной операцией является внутренняя расточка корпуса цилиндра. Выбор станка для этой обработки зависит от конструкции цилиндра и, конечно, также от наличия того или другого вида оборудования и его загрузки. Обычно для расточки корпусов применяют токарно-карусельные станки или горизонтально-расточные станки с диаметром шпинделя 150—250 мм (для крупных цилиндров).

В случае обработки «открытых» корпусов, имеющих вертикальный разъем с фланцем большого диаметра, предпочтительно расточку производить на токарно-карусельном станке, тем более что при этом требуется более простая оснастка и, следовательно, более дешевая. Цилиндры, не имеющие вертикального разреза, у которых диаметры расточек мест под наружные уплотнения сравнительно малы и доступ внутрь цилиндра во время обработки для осмотра и замеров невозможен, целесообразнее обрабатывать на горизонтально-расточных станках с применением механизированных расточных борштанг. При этом в собранном виде обрабатывают только места расточек под наружные уплотнения, всю остальную обработку верхней и нижней половин корпуса производят раздельно, принимая за базу совместно обработанные в собранном виде места под уплотнения. Такой способ обработки требует много времени, потому что сборка и разборка корпуса производится неоднократно. При раздельной обработке очень трудно избежать уступов по горизонтальному стыку в местах расточек. Расточка таких корпусов «вслепую» без разборки его возможна на существующих универсальных расточных станках с применением копировальных устройств, вынесенных наружу, вне корпуса.

Перемещение резца внутри корпуса направляется копировальным пальцем, движущимся по копии. Все это достаточно сложно и некоторые заводы, например ЛМЗ, предпочитают закрытые корпуса цилиндров без вертикального разреза также обрабатывать в собранном виде на карусельных станках, соблюдая при этом все требования по технике безопасности. На рис. 12-11 показана расточка корпуса высокого давления турбины К-300-240 ЛМЗ на карусельном станке.

Рассмотрим расточку корпуса с вертикальным разъемом на токарно-карусельном станке и выполнение при этом технических требований, предъ-

являемых к механической обработке цилиндра. Точность обработки корпуса будет зависеть от правильности его установки на планшайбе станка. Для выполнения основного требования при расточке — получения совпадения плоскости горизонтального разреза с осью расточки — необходимо, чтобы плоскость разреза корпуса совпадала с осью вращения планшайбы как в нижней части корпуса, обращенной к планшайбе, так и с противоположной стороны наверху. Допустимое параллельное смещение плоскости горизонтального разреза относительно оси расточки, так же как и перекос, допускается не более 0,1 мм. Большее несовпадение вызовет при сборке передней и задней частей корпуса уступы в месте пересечения горизонтального и вертикального разрезов, нарушающие герметичность их разрезов в эксплуатации, неравномерность прилегания корпусов к опорным поверхностям, вызывающие неравенство реакций симметричных опор, и т. п.

Торцовые поверхности всех внутренних расточек корпуса должны быть перпендикулярны к оси расточки, допускаемые отклонения по расточкам под наружные уплотнения 0,03 мм, по остальным расточкам не более 0,05 мм.

На ЛМЗ разработан способ установки цилиндра под расточку на токарно-карусельном станке при помощи специального угольника с центроискателем, позволяющим достигнуть требуемой точности. На рис. 12-12 показана конструкция этого приспособления. К угольнику, устанавливаемому на планшайбе станка, прикрепляется цилиндрическая цапфа, ось которой совпадает с вертикальной плоскостью угольника [32]. В резцедержателе станка закрепляется индикатор и при вращении планшайбы для проверки угольник устанавливается и закрепляется так, чтобы показание индикатора было равно нулю. Следовательно, если цапфа не имеет биения и ось расточки совпадает с вертикальной плоскостью угольника, то эта

Рис. 12-11. Расточка цилиндра высокого давления турбины К-300-240 ЛМЗ на карусельном станке



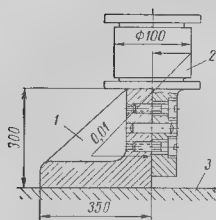


Рис. 12-12. Центровка специального приспособления для расточки корпусов турбины на карусельном станке:

1 — угольник; 2 — цапфа;
3 — планшайба

плоскость проходит через центр вращения планшайбы. Точность, достигаемая при этой выверке, составляет 0,02–0,03 мм.

Корпус в собранном виде с выступающими конструктивными лапами или временными технологическими приливами, обработанными заподлицо с плоскостью горизонтального разреза, устанавливается малым отверстием (передней стороной) вниз так, чтобы нижние лапы (приливы) плотно прилегали к вертикальной плоскости угольника. Такое плотное прилегание вполне обеспечивает совпадение будущей оси расточки с плоскостью горизонтального разреза корпуса в нижней (передней) части корпуса.

Для правильной установки корпуса и по высоте во избежание его наклона применяется линейка облегченной конструкции с центроискателем, а наличие на корпусе верхних технологических приливов, также заодно обработанных с горизонтальным разрезом, позволяет таким же

образом по индикатору вывернуть корпус и в верхней части, чтобы ось его совпала с разрезом. Наклон цилиндра меняется так, чтобы показание индикатора наверху было около 0,02 мм, т. е. ось расточки совпадает с плоскостью разреза с заданной точностью (рис. 12-13).

Этот способ центровки ЛМЗ применяют для корпусов, внутренний диаметр вертикального фланца которых не превышает 2,5–3 м. При увеличении диаметра увеличивается длина линейки, уменьшается ее жесткость и точность центровки падает. Поэтому для таких корпусов, оставляя способ центровки в нижней части (как изложено выше), применяют в верхней части выверку по двум индикаторам, закрепленным в резцедержателях по отношению к каленным планкам, прикрепленным к технологическим лапам. Сначала установка корпуса проверяется по индикаторам, подведенным к планкам в одном положении, а затем в другом, при повороте планшайбы на 180° (при поднятых индикаторах). Вновь подводя индикаторы к планкам и сравнивая результаты замера с первоначальными, получают величину необходимого смещения плоскости горизонтального разреза к вертикальной оси вращения, проходящей через ось планшайбы.

После выверки и центровки корпуса производится его крепление. Выполняется оно весьма тщательно для обеспечения неизменности детали в процессе его обработки.

Последовательность операций расточки корпуса: в первую очередь обрабатываются цилиндрические поверхности, затем подрезают базовые торцы выточек и после этого растачивают пазы. Обычно чистовую обработку стальных корпусов ведут с припуском 1 мм на сторону. Без снятия со станка корпус внутри тщательно осматривается для выявления возможных новых литейных дефектов и проверки отступлений по геометрическим параметрам. Режущим инструментом являются нормальные расточные резцы.

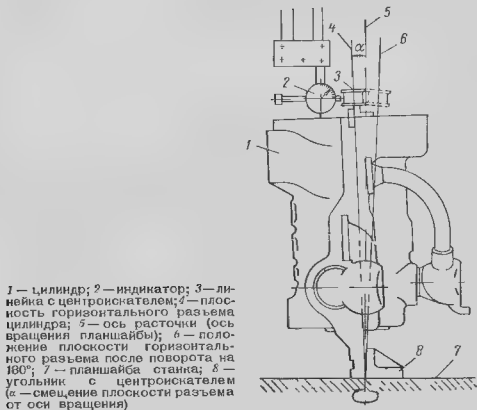
При обработке внутренних выточек за базу принимается плоскость вертикального фланца или внутренняя плоскость торца корпуса в месте установки соплового аппарата, которые окончательно обрабатываются в первую очередь. В зависимости от конструкции корпуса (от наличия вертикального разреза) на чертеже все осевые размеры для внутренних выточек под обоймы и диафрагмы проставляются от плоскости вертикального разреза или от плоскости торца под сопловой аппарат, мест, являющихся конструктивной и технологической базами.

Операция расточки корпусов на токарно-карусельном станке является весьма ответственной операцией не только по требованиям точности, которые к ней предъявляются, но и по требованиям, связанным с техникой безопасности. Нахождение рабочего на вращающейся планшайбе станка воспрещается, в то же время ему необходимо следить за ходом обработки, производить замеры внутри корпуса как диаметральные, так и осевые. Поэтому на заводах существуют специальные инструкции по технике безопасности, утверждаемые главным инженером завода, в которых подробно оговаривается, что рабочему разрешается делать при проведении подобных работ и что категорически запрещается. Осмотры внутри корпуса и замеры разрешается производить только при остановленном станке.

Чистовая расточка корпуса должна обеспечить выполнение осевых и диаметральных размеров с точностью до 0,05—0,1 мм. Снятие этих замеров усложняется еще тем, что производить их надо на довольно значительной глубине внутри корпуса. Рабочий при этом должен останавливать станок и забираться внутрь корпуса, что требует некоторого времени и является утомительной операцией. Наиболее современным и точным методом выполнения этих замеров является метод индикаторных упоров [32]. На рис. 12-14 показано применение этого метода для проверки осевых размеров. На суппорте 4 карусельного станка укрепляется неподвижный нижний упор 5, верхний упор 3 является подвижным и закрепляется вместе с индикатором 2 в определенном положении на ползуне суппорта 11. По окончании обработки плоскости вертикального фланца 8, принимаемого за осевую базу, резец от поверхности не отводит, подвижной упор устанавливается в пазу планки 1 на требуемый размер A при помощи штангмаса (ось 6), индикатор при этом настраивается на нуль, упор закрепляется и при дальнейшей обработке перемещается вместе с резцом 7, закрепленным в резцедержателе 10.

Подрезка торцов выточек производится в направлении сверху вниз и следовательно, конец подрезки для данной выточки определяется тем,

Рис. 12-13. Схема проверки установки корпуса по верхней линейке



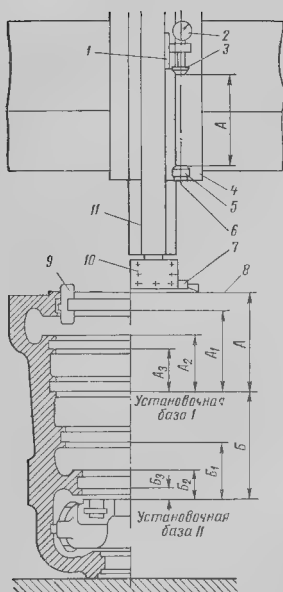


Рис. 12-14. Схема обработки ЦВД на карусельном станке по индикаторным упорам

Заканчивается механическая обработка всего корпуса приемкой его БТК цеха, оформляется соответствующая документация, после чего корпус поступает на узловую сборку для гидравлического испытания.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ СВАРНО-ЛИСТОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ ВЫХЛОПНЫХ ЧАСТЕЙ КОРПУСА ЦИЛИНДРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Корпуса цилиндров НД современных крупных паровых турбин отечественного производства достигают больших габаритов и весов. Так, например, габаритные размеры такого корпуса турбины К-200-130 равны: для нижней половины $9840 \times 9000 \times 2900$ мм, для верхней $9840 \times 8000 \times 2900$ мм, где первые цифры соответствуют длине, вторые — ширине и третьи — высоте корпуса. Вес нижней половины корпуса ЦНД составляет 122 т, верхней — 79,8 т. Естественно, что изготовление цельной заготовки для нижней половины и отдельно для верхней не представляется возможным, тем более что они не являются транспортабельными по железной дороге. Поэтому обычно конструкцией предусматривается разде-

что размер $A \approx 0$, т. е. верхний упор коснется нижнего, и индикатор будет показывать нуль. Обработка обратной стороны выточки (верхней) производится по переходному шаблону 9 так, чтобы кромка резца прикасалась к верхнему торцу шаблона; в таком положении настраивают индикаторные упоры на нуль. Для проверки диаметральных размеров также может применяться метод индикаторных упоров.

Так как упоры находятся наверху и вынесены из корпуса, замеры производятся при вращающейся планшайбе и рабочий, находясь на верхнем мостике станка, может вести наблюдение за обработкой по индикатору. Точность обработки при применении индикаторных упоров значительно повысилась и укладывается в приведенные выше требования.

Установка корпуса на станке под расточку сдается контролеру БТК цеха. Приемка расточки корпуса производится также на станке.

По окончании расточки корпуса производится сверление отверстий на фланце вертикального разреза под шпильки и установочные штифты на радиально сверлильном станке.

Затем корпус разбирается по половинкам, размечаются и обрабатываются порознь все приливы и фланцы, на них сверлятся все отверстия под болты и шпильки для крепления труб, приборов, кронштейнов для деталей регулирования и каркаса для обшивки и т. п.

ление каждой половины корпуса путем двух вертикальных разрезов на три части; поэтому цилиндр низкого давления имеет один горизонтальный и два вертикальных разреза и состоит из отдельных шести частей. Так как при таком делении вес четырех отдельных выхлопных частей все же остается значительным (55,2; 56,2; 33,9 и 33,9 т для турбины К 200-130) и выполнение их в виде чугунного литья является затруднительным, в нашей отечественной практике турбостроения для выхлопных частей крупных турбин принята сварная конструкция из листового проката. Средняя часть такого корпуса, имеющая вес каждой половины около 10-12 т, обычно изготавливается из чугунного литья, но уже для турбины мощностью 300 Мвт ЛМЗ и ХТГЗ применяют также сварную конструкцию.

По данным ЛМЗ, замена чугунного литья для выхлопных частей турбины ВК-100-2 сварной конструкцией дала экономию в чистом весе 30-35%, трудоемкости их изготовления уменьшилась примерно на 40% (табл. 3-4). Давление пара в начальной части корпуса низкого давления 1,2-2,5 ата, а в выхлопной, за последней ступенью, — около 0,035 ата; соответствующие температуры пара — примерно 220 и 25-30° С. При длительной работе на холостом ходу (что не допускается) температура металла выхлопных частей доходит до 120° С. Опыт применения сварных конструкций выхлопных частей за последние 15-18 лет не показал каких-либо недостатков в их эксплуатации.

Выхлопные части корпуса находятся под действием атмосферного давления и несмотря на их значительные размеры требуется такая жесткость их конструкции, чтобы в эксплуатации не могла происходить расщепление турбины и нарушение герметичности всех стыков. Жесткость конструкции достигается радиальным расположением внутренних перегородок и оребрением корпусов по внешней поверхности. На последних типах паровых турбин ЛМЗ отказался от внешнего оребрения, так как оно нетехнологично (трудоемко в производстве) и незначительно увеличивает жесткость корпуса, и применил вместо ребер установку внутри распорных труб. Отказ от внешнего оребрения позволил шире применять вместо ручной сварки полуавтоматическую. Конструкция сварных выхлопных частей корпуса низкого давления имеет еще одно преимущество перед литыми корпусами, а именно: возможность соединения цилиндра низкого давления с приемным патрубком конденсатора тем сварки, что значительно упростило конструкцию этого соединения.

В качестве материала для выхлопных частей, как указывалось выше, применяется листовый прокат толщиной 16-24 мм марки МСтЗ по ГОСТу 380-50. Наибольшая толщина листа для фланцев вертикального и горизонтального разреза составляет около 120 мм. Заготовками для корпуса являются всякого рода плоские, штампованные и вальцованные вырезки из листа, фасонный прокат и т. п.

Рассмотрим технологическую схему изготовления сварной унифицированной выхлопной части цилиндра низкого давления, применяемого ЛМЗ для турбин К 50-90, ПТ 50-90/13, ПТ-50-130/13 и К 100-90. Габаритные размеры выхлопной части: по высоте верхней — 1950 мм, нижней — 2250 мм, в плане той и другой 5640×3750 мм.

Вес верхней сварной части 8750 кг, нижней 24 200 кг. Вес наплавленного металла на выхлопной части 855 кг. Вся выхлопная часть состоит из 246 отдельных деталей, сваренных между собой (рис. 12-15). Опыт ЛМЗ по изготовлению таких сварных корпусов показал невозможность последовательной сборки и сварки отдельных деталей между собой: значительно удлинился цикл производства, а качество изделия из-за больших деформаций не являлось высоким. Наиболее рациональной технологической схемой изготовления сварных корпусов из такого большого

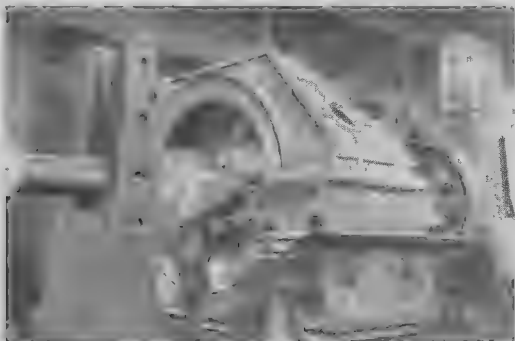


Рис. 12-15. Унифицированная выхлопная часть цилиндра низкого давления турбины ПТ-50-130/13 на цилиндрорасточном станке

количества деталей явилась разбивка каждой половины выхлопной части на отдельные подузлы и узлы и последовательная сборка отдельных деталей в подузлы с их сваркой, а затем сборка подузлов в узлы и сварка их между собой и общая сборка со сваркой отдельных узлов в комплектное изделие. Такая последовательность операций позволяет, особенно при сварке в нижнем положении, создать большие удобства для работы, повысить качество сварки, уменьшить деформации изделия в целом, вести работы широким фронтом, что уменьшает общий цикл изготовления сварной заготовки корпуса.

Обе половины выхлопной части заводом разбиваются на узлы:

- 1) задняя стенка — 1 шт.;
- 2) боковые стенки — 2 шт.;
- 3) передняя стенка — 1 шт.;
- 4) фланец горизонтального разъема — 1 шт.;
- 5) фланец вертикального разъема — 1 шт.;
- 6) атмосферные клапаны — 2 шт. (только для верхней половины).

Сборка задней стенки (39 деталей; рис. 12-16, а) производится следующим образом: предварительно деталь 8 собирают с деталями 1, 2, 3 и прихватывают сваркой между собой. Затем на заднюю стенку 12 выставляются детали 9, 10, 11, ребра 4, 5, 6, стенка 7, деталь 8 с деталями 1, 2 и 3, все собирается вместе и производится полная заварка и зачистка готового узла.

Сборка боковых стенок (26 деталей; рис. 12-16, б): на боковую стенку 13 накладываются рымные приспособления, состоящие из деталей 14, 15, 16 и 17 и прихватываются. Сварка их производится в полностью собранном цилиндре.

Сборка передней стенки (22 детали; рис. 12-16, в): на детали 18 собираются и прихватываются детали 19 (угольник), 20, 21 и 22, свариваются и зачищаются.

Сборка фланца горизонтального разъема с корпусом подшипника (7 деталей; рис. 12-16, г): горизонтальный фланец состоит из нескольких вырезок — полос 24, 25, 26, они собираются на плите по чертежу,

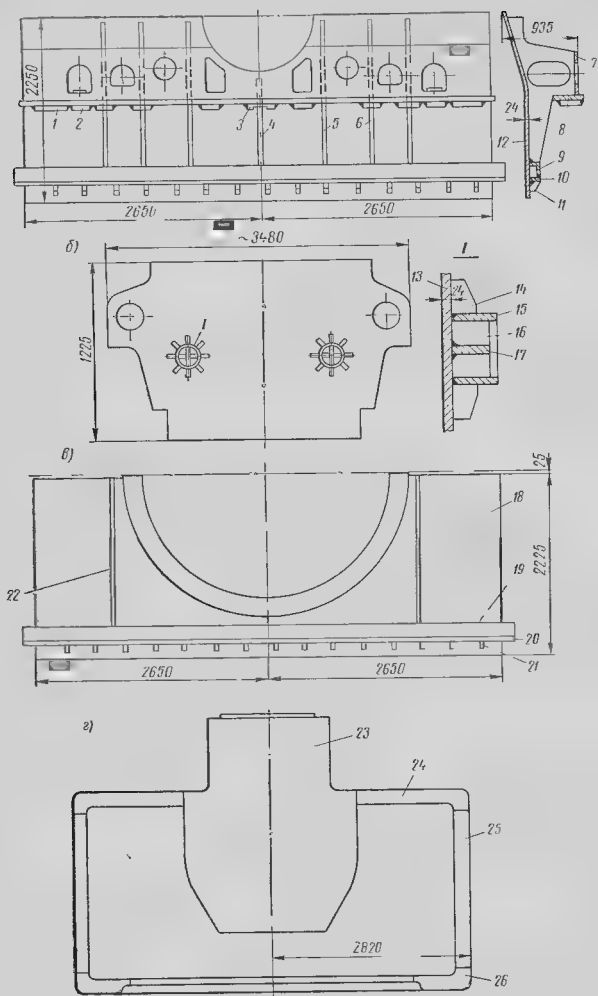


Рис. 12-16. Сборка и сварка отдельных узлов выходной части цилиндра низкого давления: а — задняя стенка; б — боковая стенка; в — передняя стенка; г — горизонтальный фланец с корпусом подшипника

свариваются с одной стороны, устанавливается заранее собранный и сваренный (шпогдой литой стальной) корпус подшипника 23 и приваривается к фланцу горизонтального разъема.

Общая сборка выхлопной части: предварительно разметчик вычерчивает на сборочной плите, как на плазе, план по горизонтальному разъему, один для нижней, другой для верхней половин и накернивает их для лучшей видимости. Сборка начинается с установки на плазе фланца горизонтального разъема с корпусом подшипника как сборочной базы. Фланец прикрепляется к плите болтами через U образные прижимы. Устанавливается задняя стенка в соответствии с разметкой плазе и прихватывается сваркой к фланцу горизонтального разъема.

Если появится необходимость, то при этой сборке заднюю стенку подгоняют по корпусу подшипника к базовому горизонтальному фланцу. Таким же образом устанавливается на место передняя стенка, выверяется согласно разметке и прихватывается к фланцу горизонтального разъема. Заранее подготовленные боковые стенки с деталями ставятся на горизонтальный фланец, выверяются и прихватываются сваркой. Если при общей сборке отдельные узлы не вполне подходят друг к другу, то они соответствующим образом подгоняются.

После предварительной сборки и прихватки внутри корпуса устанавливаются ребра жесткости, распорные трубы, перегородки и пр. Для удобства сборки и сварки корпус кантуется таким образом, чтобы заварка швов производилась в нижнем положении; сварка полуавтоматическая.

По такой же технологической схеме собирается и сваривается верхняя половина выхлопной части. Атмосферные клапаны собираются и свариваются отдельно и монтируются на верхней части корпуса в последнюю очередь.

Сварка производится электродами Э-42 с обмазкой типа УОНИИ-13. Контроль швов производится внешним осмотром, сверлением швов, смазыванием их керосином для проверки на плотность, а после механической обработки проверяется гидравлическим испытанием. Контролером БТК цеха проверяются все основные размеры корпуса.

По окончании сварки обеих половин корпуса верхняя накладывается на нижнюю для совместной контрольной проверки. После этого корпус поступает в электропечь для отпуска при температуре 650° С для снятия сварочных напряжений.

Термообработанный корпус пескоструивается, осматривается, вторично проверяются его основные размеры и он направляется в механический цех для обработки. Механическая обработка производится без разделения ее на предварительную и окончательную, так как ожидать здесь дефектов, как это бывает в литье, не приходится, припуски для обработки небольшие, необходимости в предварительной обработке нет. Строжка проводится на продольнострогальных станках, расточка на токарно-карусельных или на специальном цилиндрорасточном станке (рис. 12—15). Технологическая схема механической обработки принципиально такая же, как и для литых цилиндров.

ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ

По окончании узловой сборки корпуса турбины проводится гидравлическое испытание его. Цель такого испытания заключается в проверке корпусов турбин, а также и других деталей, работающих под давлением, на прочность, плотность, качество сварных швов, герметичность разъемов и выявление возможных внутренних дефектов литья, еще не вскрытых при ранее проведенных осмотрах и проверках его в процессе

механической обработки и различных методах дефекто , которые проводились с корпусом.

Литые, кованные и сварные корпуса арматуры, сварные элементы трубопроводов (компенсаторы, колена и пр.) проверяются гидравлическим испытанием в соответствии с ГОСТом 356—59. Узлы паропроводов и трубопроводов горячей воды подвергаются гидравлическим испытаниям согласно пп. 132 и 133 «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Гостехнадзора СССР от 1 февраля 1957 г., а гидравлические испытания сосудов и их элементов проводятся в соответствии с пп. 106, 107 и 108 «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» Гостехнадзора СССР от 17 декабря 1956 г.

Величина пробных гидравлических давлений для цилиндров паровых и газовых турбин, корпусов клапанов автоматического затвора, паровых и сопловых коробок и прочих корпусных деталей турбин не регламентирована упомянутыми выше ГОСТом 356—59 и правилами Гостехнадзора СССР. Поэтому турбинными заводами, исходя из рабочих давлений и применяемых материалов, для корпусных деталей турбин разработаны свои заводские нормы для величин пробных давлений при гидравлическом испытании.

В табл. 12-1 приведена нормаль ПИ 449 61 ЛМЗ, устанавливающая величины пробных давлений при гидравлическом испытании разных турбинных деталей в зависимости от примененных материалов, рабочих давлений и температур.

Таблица 12-1. Величины пробных гидравлических давлений

Наименование	Металлы	Рабочее давление в кг/см ²	Рабочая температура в °С	Пробное давление в кг/см ²
Цилиндры паровых и газовых турбин, корпуса и коробки литые и кованные, пароперпускные трубы, сварно-литые, сварно-кованные и другие детали	12МХ, 15ХМА, 20ХМЛ, 2ХМФ, 20ХМФЛ, 15Х1М1Ф, 15Х1М1ФЛ, 15Х11МФБ, 15Х11МФБЛ, 15Х2М2ФБС (ПЗ), 15Х2М2ФБСЛ и равноценные им стали перлитного класса	По ГОСТу 3618-58 и установленное чертежами КБ	>450	2 от рабочего
Цилиндры паровых и газовых турбин, корпуса и коробки литые и кованные, пароперпускные трубы, сварно-литые, сварно-кованные детали, насосы и другие детали	10; 20; 25; 30; 25Л, 30Л, 20ХМЛ; Х5М; 15Х5МФ; 15ГС и равноценные им стали перлитного класса	≤340	≤450 до 0	1,5 от рабочего
		>340 до 500	≤300	1,5 (1,25) от рабочего
Литые, кованные, сварно-литые, сварно-кованные детали турбин, насосов, компрессоров воздушных и газовых	10; 20; 25; 30; 25Л; 30Л; 20ХМЛ, Х5М; 15Х5МФ; 15ГС и равноценные им стали перлитного класса, чугуны, бронза и латуни	≤200	≤300	1,5 от рабочего, но не менее 2 кг/см ²

Примечание. Детали, работающие без давления или при вакууме, испытываются давлением, равным 2 кг/см².

Указание в таблице пробное гидравлическое давление 1,25 от рабочего применяется при рабочем давлении свыше 400 кг/см² для деталей, изготовляемых из низкоуглеродистых сталей марок 10 и 20.

Пределы применения чугуна и цветных сплавов по давлению принимаются в соответствии с ГОСТом 356—59 (табл. 2 и 3). Пробное гидравлическое испытание производится водой при температуре $\leq 60^\circ\text{C}$.

Выбор величины пробного давления зависит не только от величины рабочего давления, но и от температуры металла детали. При повышении температуры механические свойства материала снижаются, и это снижает при гидравлическом испытании, которое не может учитывать рабочие температуры деталей, компенсируется выбором большей величины пробного давления.

Гидравлическое испытание в цехах заводов обычно производится на специальном стенде, оборудованном чугунными плитами на массивном бетонном фундаменте. Стенд по периметру ограничивается каналом для слива воды в канализацию; подвод воды осуществляется трубопроводом необходимого диаметра для быстрого заполнения корпусов водой. Стенд оснащается чугунными кубарями и плитами для сборки корпусов под гидравлическое испытание, съемными железными конструкциями с настилами для обслуживания стенда в процессе испытания, специальными приспособлениями, насосами для создания требуемого давления (до 500 кг/см²) и прочим оборудованием. Организовывать такой стенд в цехе рекомендуется в дальнейшем углу цеха (по условиям техники безопасности).

Процесс гидравлического испытания состоит из двух этапов: подготовительного, от качества проведения которого в значительной мере зависит нормальный ход испытания, и самого испытания. Подготовка к испытаниям заключается в установке корпуса на стенде на кубарях, в установке прокладок в местах разъемов для их уплотнения, установке заглушек внутри корпуса для разделения его на отдельные зоны с различными величинами пробных давлений с необходимыми уплотнениями по наружному и внутреннему диаметрам, сборке верхней и нижней половин вместе и установке заглушек снаружи на открытых фланцах и пр.

В качестве прокладок для разъемов применяются картон, клингерит, паронит толщиной 2—4 мм, резина. Для небольших пробных давлений используется асбестовый шнур диаметром 3—4 мм. В качестве уплотняющих материалов применяются также белила, сурик и т. п. Для внутренних заглушек наилучшим уплотняющим материалом является самоуплотняющийся резиновый шнур.

При прохождении пара по цилиндру его давление постепенно падает. Поэтому для приближения условий гидравлического испытания к рабочим условиям внутреннюю часть корпуса турбины путем установки заглушек-перегородок делят на отдельные камеры, устанавливая для них пробные давления в зависимости от рабочих давлений и температур в эксплуатации. Гидравлическое пробное давление дается одновременно во все камеры для некоторой разгрузки заглушек в процессе испытания. От конструкции заглушек зависит качество и длительность проведения гидравлического испытания. Ранее на ЛМЗ применялись сплошные чугунные или сварные заглушки, уплотнявшиеся по периферии кольцевыми прокладками в местах соприкосновения их с корпусом. Проведение испытаний с такими заглушками было весьма трудоемким, так как при закрытии верхней половины корпуса после установки заглушек с прокладками последние часто повреждались, что обнаруживалось только при испытании.

Предложенный ЛМЗ новый способ производства гидравлического испыт...

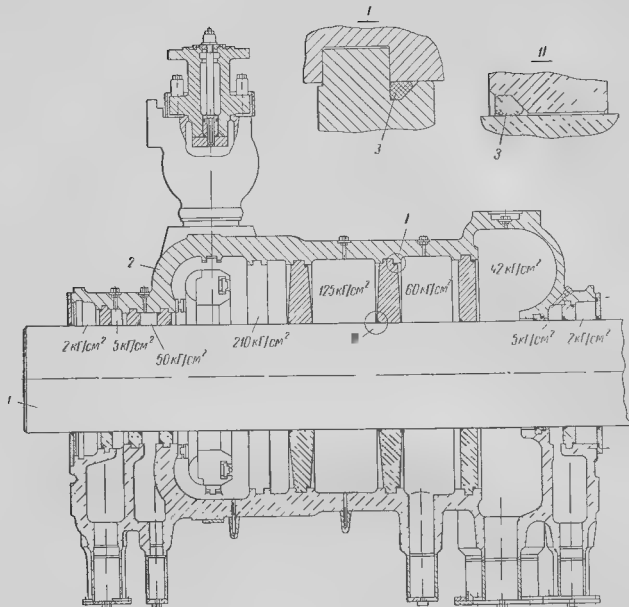


Рис. 12-17. Гидравлическое испытание цилиндра высокого давления турбины К-200-130:

1 — приспособление; 2 — испытуемый цилиндр; 3 — уплотняющие резиновые шнуры

няющимися резиновыми шнурами устранил все эти недостатки, повысил качество испытания, снизил трудоемкость его и улучшил условия охраны труда и техники безопасности. Приспособление состоит из трубы с надежными на нее заглушками (количество их по числу камер). Заглушки обработаны по X_5 и по наружным и внутренним диаметрам имеют клиновые выточки (рис. 12-17, детали I и II), в которые вставляется резиновый шнур круглого сечения. При разности давлений до и после заглушки шнур заклинивается в выточке и этим создается надежное уплотнение. При опускании верхней половины корпуса на нижнюю повредить такое резиновое уплотнение невозможно (в отличие от обычных прокладок). Так как труба выходит наружу из корпуса наподобие турбинного вала, торцовое усилие на переднюю стенку значительно снизилось (в этом месте отсутствует заглушка без центрального отверстия).

Все трубы и клапаны монтируются внутри трубы и не требуют разборки. Один насос обслуживает все камеры, необходимое давление в них устанавливается посредством автоматически действующих, предохранительно отрегулированных предохранительных клапанов.

На рис. 12-17 показан корпус цилиндра высокого давления турбины К 200-130 с установленным в нем приспособлением с заглушками

и показаны величины пробных гидравлических давлений по отдельным камерам. Сплошные и паровые коробки при этом испытании прессуются давлением 260 кг/см^2 (рабочее давление пара 130 атм , температура 565°C).

После проведения всех подготовительных работ и закрытия цилиндра гидравлическое испытание производится следующим образом. Цилиндр заполняется водопроводной водой из шланга, при этом следят, чтобы весь воздух вышел через верхнее отверстие в корпусе. Отверстие закрывается заглушкой, и насосом одновременно во всех камерах корпуса создается пробное давление, величина которого указана на чертеже. Корпус находится под этим давлением в течение примерно 15 мин , после чего давление снижается до рабочего и производится тщательный осмотр корпуса, для чего корпус обстукивается молотком весом не более $0,5 \text{ кг}$. Все места на корпусе, где обнаружится течь в виде струи, брызг или отпотевания, отмечаются краской.

Результаты испытания считаются удовлетворительными, если не выявлено течей, признаков разрыва, если во время испытания не произошло падения давления по манометрам.

При обнаружении течи после спуска воды производится исправление дефектного места либо путем высверливания его и установки гужона с обваркой его, либо (при большой течи) путем вырубки дефекта до здорового металла и заварки вырубленного места. Категорически запрещается подчеканивать место течи, так как при нагреве турбины в эксплуатации течь появится снова. Для соблюдения правил по технике безопасности при испытании на фланце горизонтального разъема корпуса устанавливаются предохранительные щитки из листовой стали.

Затяжка шпилек горизонтального разъема корпуса при гидравлическом испытании производится путем нагрева их (см. стр. 340).

При удовлетворительных результатах гидравлического испытания корпуса турбины последний подается на испытательный стенд для общей сборки турбины.

Трудоемкость операции гидравлического испытания корпуса цилиндра высокого давления турбины К 200-130 со всеми подготовительными работами составляет, по данным ЛМЗ, примерно 36 нормо-ч (трое рабочих работают по 12 ч), для цилиндра низкого давления 24 нормо-ч (двое рабочих по 12 ч), что во много раз меньше, чем при старом способе гидравлического испытания со сплошными заглушками.

ОПОРНЫЕ И УПОРНЫЕ ПОДШИПНИКИ

НАЗНАЧЕНИЕ. УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Опорные и упорные подшипники фиксируют положение ротора турбины при общей сборке и монтаже турбины в радиальном и осевом направлениях и обеспечивают неизменность этого положения в эксплуатации турбины, т. е. неизменность всех радиальных и осевых зазоров в проточной части турбин.

Опорные подшипники являются опорами для ротора, предназначенными для восприятия как статических, так и динамических нагрузок от ротора, действующих в радиальном направлении, а упорные подшипники являются упором, воспринимающим осевое усилие, испытываемое ротором во время работы турбины.

Для нормальной и бесперебойной работы турбины в эксплуатации к конструкции и исполнению подшипников предъявляются следующие основные требования.

1. Обеспечение в работе постоянства положения ротора в подшипниках турбины. Совокупность деталей — вкладыш и корпус подшипника — должна быть настолько прочной и жесткой во всех направлениях, чтобы считать вполне надежное положение ротора в турбине.

2. Обеспечение при вращении ротора турбины чисто жидкостного трения в подшипниках, т. е. наличия меж трущимися поверхностями пленки масла.

В современных мощных паровых турбинах в опорных подшипниках окружная скорость вращения шейки вала доходит до 70 м/сек, удельное давление в них — до 12—15 кг/см², осевое усилие в упорных подшипниках практически допускается до 20—30 кг/см², работа подшипников протекает с некоторой допустимой (а иногда и с повышенной) вибрацией:

(для турбин с числом оборотов в минуту допустимая вибрация 0,04 мм).

3. Обеспечение в подшипниках хорошего обмена масла для отвода тепла, возникающего в результате работы трения во вкладыше, а также и тепла, передаваемого от нагретого ротора. Разность температур входящего и выходящего из подшипника масла (т. е. нагрев масла) не должна превышать $12-15^{\circ}\text{C}$, а максимальная температура выходящего масла не может быть выше $60-65^{\circ}\text{C}$.

4. Обеспечение нормального вращения ротора в подшипниках при пусках и остановках турбины, при работе турбины на валоповоротном устройстве, т. е. во всех тех случаях, когда скорость вращения ротора очень мала, отсутствует устойчивая пленка масла между шейкой и вкладышем (когда трение в турбинном подшипнике носит характер полужидкостного или полусухого).

Достигается выполнение этого требования выбором хорошего антифрикционного сплава для заливки вкладышей и применения соответствующей технологии заливки, гарантирующей ее хорошее качество.

5. Допустимость (как редкого исключения) работы подшипника при попадании в масло небольшого количества воды или песчинок из литых корпусов подшипников. В этом случае требуется немедленная очистка масла.

6. Прилегание шеек ротора к опорным вкладышам должно быть равномерным по всей длине. Все колодки упорного подшипника Митчеля должны равномерно касаться упорного диска. В гребенчатом упорном подшипнике требуется равномерное прилегание всех гребней к баббитовой заливке вкладыша.

7. Опорные и упорные подшипники работают надежно только тогда, когда толщина масляной пленки больше, чем сумма неровностей поверхностей шеек вала и упорного диска и сопряженных с ними баббитовых поверхностей. Поэтому поверхности шеек вала и упорного диска должны быть обработаны с чистотой $\nabla 8-\nabla 9$, упорные колодки Митчеля пришабрены и притерты по плите, а опорные вкладыши после механической обработки с чистотой $\nabla 8-\nabla 9$ не должны подвергаться шабрению по баббиту при сборке турбины.

8. Комбинированные опорно-упорные вкладыши должны самоустанавливаться в гнезде корпуса подшипника по сферической поверхности опорной части вкладыша для возможности получения при сборке равномерного прилегания всех колодок к упорному диску.

Аварии и повреждения опорных и упорных подшипников в эксплуатации среди прочих неполадок довольно значительны. Это говорит о том, что вопросам конструирования, изготовления, сборки и эксплуатации подшипников должно уделяться очень большое внимание, и выполнение перечисленных выше требований является безусловным.

КОНСТРУКЦИЯ ОПОРНЫХ ПОДШИПНИКОВ

Любой опорный подшипник состоит из корпуса и вкладыша. Корпус подшипника может выполняться в виде отдельной детали или являться (как это принято в конструкциях сварных выхлопных частей низкого давления), составной частью цилиндра. Конструктивно все опорные вкладыши можно разделить на две группы: регулируемые и нерегулируемые. Регулируемые вкладыши (рис. 13-1) устанавливаются в корпусе подшипника при помощи специальных подушек 1. Между вкладышем и подушками ставятся тонкие стальные прокладки 2. Радиальное перемещение вкладыша в расточке корпуса подшипника (как вертикальное,

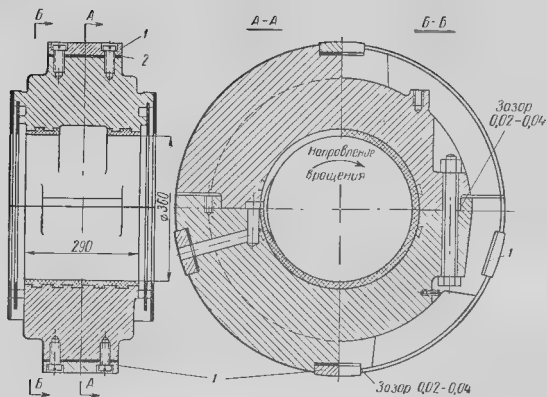
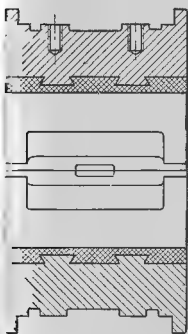


Рис. 13-1. Опорный регулируемый вкладыш

так и горизонтальное поперечное) достигается путем изменения толщины стальных прокладок. Таких подушек обычно бывает четыре — три в нижней половине вкладыша и одна в верхней.

Две боковые подушки с прокладками в нижней половине позволяют производить перемещение вкладыша в поперечном направлении, а две другие — в вертикальном и, кроме того, создавать необходимый натяг от крышки корпуса подшипника, чтобы во время работы вкладыш был плотно зажат в корпусе подшипника во избежание появления вибрации турбины. Такая конструкция вкладышей имеет то преимущество, что центровка его в корпусе подшипника по проверочному валу достигается

Рис. 13-2. Опорный нерегулируемый вкладыш



путем перемещения на прокладках, а не за счет шабрения баббита вкладыша. Таким образом, после окончательной механической обработки вкладыш при установке его в турбину не подвергается шабрению по баббиту, что снижает трудоемкость сборочных работ и облегчает приработку вкладыша в работе турбины, так как баббитовая поверхность его после механической обработки имеет правильную цилиндрическую поверхность с высокой чистотой обработки, чего нельзя достичь при шабрении.

Нерегулируемый опорный вкладыш (рис. 13-2) плотно устанавливается в расточке корпуса подшипника и смещение оси вкладыша при центровке вала достигается только шабрением баббита, для чего при механической обработке предусматривается припуск для окончательного шабрения его при сборке. Вкладыши такой конструкции применяются в основном на вспомогательных механизмах и в турбинах малых мощностей.

Вкладыши подшипников должны выполняться достаточно массивными, чтобы во время работы турбины под действием нагрузки они не претерпевали

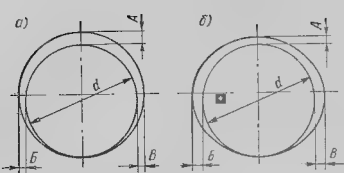


Рис. 13-3. Распределение зазоров во вкладыше

Состоят они из двух половин, верхняя по отношению к нижней фиксируется направляющими штифтами или специальными шпонками. Для предохранения вкладыша от проворота и продольного перемещения конструкцией предусматривается фиксация его с корпусом подшипника в плоскости горизонтального разреза. Смазка подшипников производится маслом под давлением 0,5—1,0 *ати*, подаваемым масляным насосом. Масло подается через отверстие в нижнюю половинку вкладыша около горизонтального разреза, захватывается валом, проходит между валом и верхней половинкой вкладыша и затем поступает под шейку вала, где и создается масляная пленка. Такой путь масла способствует хорошему отводу тепла, возникающему вследствие работы трения и от нагретого вала. Для лучшего растекания масла вдоль вкладыша около разреза делают скосы — «холодильники», а в верхней половине посередине — выточка. Зазор между шейкой вала и вкладышем обычно принимается равным примерно 0,002 от диаметра шейки вала. Слишком большой зазор, так же как и очень малый, может служить причиной вибрации турбины. При цилиндрической расточке вкладыша (рис. 13-3, а) указанный зазор *A* располагается между шейкой вала и вкладышем наверху, а боковые зазоры *B* и *B* примерно равны половине верхнего зазора *A*.

При овальной расточке (рис. 13-3, б), наоборот, боковые зазоры *B* и *B* составляют примерно по 0,002 диаметра вала, а верхний зазор *A* равен половине бокового. Овальная расточка вкладышей применяется ЛМЗ для турбин послевоенного выпуска, и такое распределение зазоров способствует лучшему отводу тепла и более спокойной работе вала при возникновении по какой либо причине вибрации ротора за счет демпфирования его масляным клином в верхней половине вкладыша. Вкладыши с овальной расточкой более чувствительны к перекосам его, загрязнению масла и требуют более тщательной обработки шейки вала и баббитовой поверхности вкладыша из за меньшей толщины масляной пленки.

ЛМЗ в опорных подшипниках своих турбин применяет величины зазоров, приведенные в табл. 13 1.

Таблица 13-1. Зазоры в опорных подшипниках при овальной расточке вкладыша (в мм)

Обозначение зазора	Диаметр шейки ротора в мм					
	300	325—330	360	400	420	435
Верхний	0,3—0,45	0,30—0,45	0,35—0,50	0,40—0,50	0,40	0,55
Боковые	0,55—0,62	0,60—0,67	0,62—0,70	0,70—0,75	0,70	0,75

Слив масла из вкладыша в корпус подшипника производится по краям вкладыша через масляный зазор между шейкой вала и вкладышем. Чтобы масло по валу не выбивало в сторону цилиндра турбины, конструкцией предусматривается установка в корпусе подшипника с этой стороны специального уплотнения.

При центровке вкладышей в процессе сборки турбины не рекомендуется устанавливать под подушки более двух трех прокладок, при этом толщина их должна быть не меньше 0,5 мм. Опыт эксплуатации турбин показал, что при вибрации ротора прокладки могут разбиваться, разрушаться и выпадать из под подушек, что, в свою очередь, вызовет дальнейшее увеличение вибрации. Чем меньше количество прокладок и больше их толщина, тем менее возможно их разрушение от вибрации [33].

Конструкция корпуса подшипника, его установка на фундаментной раме должны выполняться таким образом, чтобы корпус не подвергался изгибающим и опрокидывающим усилиям.

ПОДШИПНИКОВЫЕ СПЛАВЫ

В моменты пуска и остановки турбины шейка вала непосредственно касается поверхности вкладыша, чисто жидкостное трение при этом отсутствует. В эти периоды времени особенно большое значение имеют высокие антифрикционные свойства материала, принятого для заливки вкладыша. Эти свойства материала имеют значение также и при нормальных условиях работы подшипника при чисто жидкостном трении. Турбинные подшипники работают с большими окружными скоростями и удельными давлениями и поэтому для заливки вкладышей применяется наилучший антифрикционный материал — баббит марки Б83. Ввиду его относительно высокой стоимости, некоторые заводы на малых турбомашинах для заливки верхних половин вкладышей применяют баббит марки Б16, а для нижних — баббит Б83. Химический состав этих баббитов и их физико-механические свойства приведены в работе [34].

Основу указанных баббитов составляют металлы — олово и свинец, обладающие высокой пластичностью и обеспечивающие хорошую прирабатываемость вкладыша. Основными добавками в оловянистом баббите Б83 являются сурьма и медь, образующие твердые соединения, вкрапленные в мягкую основу баббита. Наличие твердых кристаллов обеспечивает хорошую износостойчивость при достаточно высоких давлениях. В случае перегрузки отдельные твердые частицы могут вдавливаться в мягкую основную массу и тем самым выравнивать распределение нагрузки.

Кроме высокой антифрикционности, от баббитов требуются и хорошие технологические свойства. Баббит должен обладать высокой жидкотекучестью и легкоплавкостью, хорошо приставать к заливаемой поверхности и давать плотную заливку без раковин. Баббит Б83 удовлетворяет всем этим технологическим требованиям.

Стоимость баббитов: Б83—8,6 руб/кг, Б16—2,4 руб/кг. Разница в цене объясняется более высокой стоимостью олова.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ЗАЛИВКИ ОПОРНЫХ ВКЛАДЫШЕЙ БАББИТОМ

Весь процесс изготовления вкладышей (если не касаться изготовления самой заготовки его — литья или поковки) разделяется на три основных этапа: механическая обработка вкладыша под заливку, заливка его баббитом и окончательная механическая обработка с контрольной

приемкой готового вкладыша. Если заготовка вкладыша — чугунная отливка, то она изготавливается турбостроительным заводом в своем чугунолитейном цехе. Отливка поступает в механический цех с обрубленными литниками, очищенная от формовочной земли и окалины и термически обработанная и замаркированная ктеймом плавки. В механическом цехе обе половинки отливки проверяются на разметочной плите по размерам чертежа, на них наносятся осевые риски и размечается плоскость разреза обеих половин. Просверливаются и удаляются прибыльные части. Фрезеруется плоскость разреза и совместно сверлятся отверстия для болтового крепления обеих половин вкладыша. Затем они собираются вместе на временных болтах и производится их окончательная расточка. Размечаются пазы для подушек и производится их долбление с припуском 0,2 мм на сторону, подушки припиливаются и пришабровываются к основанию пазов для плотного их прилегания. Предварительная механическая обработка заканчивается разметкой, проточкой и долбежкой «ласточкиных» пазов под заливку баббита. Механическая обработка внутренней поверхности вкладыша с последующим лужением должна обеспечить хорошее приставание баббита к поверхности вкладыша.

Процесс заливки вкладыша баббитом состоит из операций, связанных с подготовкой к заливке и самой заливке. К качеству заливки предъявляются два основных требования: плотное прилегание баббита к телу вкладыша и отсутствие раковин и трещин в залитом слое баббита, которые могут обнаружиться при дальнейшей механической обработке. Подготовка к заливке и сама технология заливки должны выполняться очень тщательно, так как от этого зависит высокое качество подшипника и его дальнейшая эксплуатационная надежность. Чистота помещения, оборудования и приспособлений должны исключать попадание грязи и песка в заливаемый баббит. Перегрев баббита при подготовке к заливке способствует хрупкости и растрескиванию его.

Заливаемая баббитом поверхность вкладыша очищается от пыли и грязи металлическими щетками. Очистка от ржавчины производится травлением крепким раствором соляной кислоты в течение 2—10 мин. Очищенные детали обезжириваются 10-процентным раствором едкого натра, нагретого до температуры 80—100° С, в течение 8—15 мин, промываются 10-процентным раствором соляной кислоты, а затем горячей водой. На протравленные поверхности наносится кислотный флюс (раствор металлического цинка в крепкой соляной кислоте), вкладыши нагреваются в электропечи до температуры 300—350° С и вторично покрываются флюсом. После этого производится лужение половинок вкладыша путем натирания заливаемой поверхности прутом баббита Б83 (при заливке вкладыша баббитом Б83) или прутом припоя ПОС-18, ПОС-30 (при заливке баббита Б16). Луженая поверхность должна быть блестящей и не иметь цветов побежалости. В противном случае требуется проведение повторного лужения. Само лужение необходимо для хорошего приставания баббита к вкладышу. Сразу же после лужения обе половинки вкладыша собираются вместе (если они не заливаются каждая в отдельности) с помощью хомутов под заливку. Для разъединения половинок вкладыша после заливки по плоскостям разреза укладываются прокладки из тонкого листового асбеста, между которыми прокладывается стальная полоса толщиной около 1 мм. Ширина прокладок на 3—4 мм меньше ширины плоскости разреза вкладыша. Все отверстия во вкладыше, не подлежащие заливке баббитом, заполняются асбестом.

Заливка может производиться тремя способами: под давлением, центробежным способом и вручную по шаблону в специальном приспособлении. Заливка под давлением выполняется на специальной установке,

в которой баббит под поршневым давлением из камеры давления через сопло подается на вкладыш, закрытый со всех сторон. По идее этот способ должен дать хорошее качество заливки и снизить потери баббита, но пока что он внедрен только на Калужском турбинном заводе.

При центробежной заливке собранный луженый вкладыш подогревают в электропечи до температуры 200—220° С, смазывают раствором нашатыря в воде и погружают на 8—10 мин в ванну с расплавленным оловом, подогретым до температуры 270—280° С. Затем вкладыш устанавливается на токарный (или специальный) станок и при вращении его заливают баббитом. Центробежной силой баббит прижимается к телу вкладыша и заливка получается плотной, без раковин. Число оборотов станка выбирается в зависимости от диаметра вкладыша [39]:

$$n = \sqrt{\frac{1300}{r}},$$

где n — число оборотов в минуту;

r — радиус расточки вкладыша в см.

Температура баббита Б83 в ванне поддерживается в пределах 360—400° С. Баббит подается на заливаемую поверхность без перерыва струи через воронку и трубку. Во время вращения вкладыш охлаждается струей воздуха. Вращение производится до полного затвердевания баббита (около 10—20 мин).

Заливка больших вкладышей сложной несимметричной формы центробежным способом требует тщательной выверки их на станке для устранения биения от неуравновешенных масс вкладыша. Поэтому тяжелые вкладыши (для крупных турбин) на турбостроительных заводах и, естественно, заливают вручную.

На разных заводах заливка вручную производится по-разному: по половинкам или в собранном виде, в горизонтальном либо в вертикальном положении.

При вертикальной заливке в собранный вкладыш устанавливается стакан цилиндрической формы (стержень) такого диаметра, чтобы разность радиусов стакана и вкладыша составляла толщину заливаемого слоя баббита, при этом учитывается и припуск на механическую обработку (до 4—5 мм в зависимости от размеров вкладыша).

На рис. 13-4 показано приспособление, применяемое ЛМЗ для заливки вкладыша по половинкам в горизонтальном положении. Каждая половина вкладыша на поддоне собирается в специальном приспособлении, состоящем из вальцованной и точеной обечайки и двух торцовых стенок. При этом зазор между обечайкой и телом вкладыша выверяется шаблоном и должен быть равен толщине заливки баббитом плюс припуск на механическую обработку. Величина припуска выбирается в зависимости от диаметра вкладыша, ЛМЗ принимает ее от 3 до 5 мм на сторону для внутреннего диаметра вкладыша от 200 до 500 мм. Центрируется приспособление в концевых выточках вкладыша своими торцовыми стенками. Осевой зазор между торцами выточек во вкладыше и стенкам во избежание утечки баббита не допускается, для чего обе стенки вместе с обечайкой стягиваются центральным стяжным болтом. Заливка половинки большого вкладыша производится по разъему одновременно с двух сторон двумя ковшами. Для получения плотного слоя баббита наружная поверхность в поддоне охлаждается водой снизу вверх. Продолжительность охлаждения 20—25 мин. Подготовка к заливке такая же, как описано выше. Емкость чайниковых ковшей, из которых производится заливка, должна быть не менее объема заливаемого баббита, и заливка



Рис. 13-4. Приспособление для заливки вкладышей баббитом вручную

должна идти непрерывно. Температура баббита при заливке должна быть: для Б83 360—400° С, для Б16 460—490° С.

Контроль качества заливки производится внешним осмотром и путем проверки химического состава баббита. Залитая баббитом поверхность должна иметь светло-серебристый цвет, желтый оттенок баббита указывает на перегрев баббита, и излом такого баббита имеет крупнозернистый характер. На поверхности баббита не допускаются также трещины, раковины и пористости, глубина которых превышает припуск на механическую обработку. На верхней половине вкладыша, менее нагруженной, допускается исправление дефектов, выходящих за пределы припуска, при этом дефекты вырубаются до нормального металла и места вырубки запаиваются баббитом с подогревом детали до 150° С.

Плотность прилегания баббита к телу вкладыша проверяется обстукиванием баббита. Залитый слой должен издавать чистый металлический звук, глухой звук свидетельствует об отставании баббита. Такие вкладыши подлежат перезаливке.

После механической обработки вкладыша плотность прилегания баббита проверяется вторично, путем погружения обеих половинок вкладыша в керосиновую ванну. Вкладыш вытирается насухо и при нажиме на баббит в случае его плохого прилегания керосин выжимается из стыков наружу.

Химический анализ баббита проверяется от плавки. В сомнительных случаях по структуре баббита производится металлографическое исследование его.

При ручной заливке участок, на котором производится заливка подшипников баббитом, имеет следующее оборудование: ванну для обезжиривания, ванну для промывания горячей и холодной водой, две электропечи для подогрева вкладышей и приспособлений, две тигельные электропечи для раздельной плавки баббитов Б83 и Б16, заливочную плиту и подъемно-транспортные средства грузоподъемностью до 5 т.

Окончательная механическая обработка вкладыша должна удовлетворять следующим основным требованиям.

1. Наружные цилиндрические посадочные поверхности должны быть концентричны с внутренней расточкой вкладыша; допустимое отклонение не более 0,02 мм.

2. Оси расточки вкладыша и наружной посадочной цилиндрической поверхности должны совпадать с плоскостью горизонтального разреза вкладыша.

3. Торцовые поверхности вкладыша должны быть перпендикулярны к оси расточки вкладыша; допустимое отклонение не более 0,05 мм.

4. Размеры обрабатываемого вкладыша должны находиться в пределах чертежных допусков.

Выполнение этих требований обеспечивает правильную с минимальной затратой труда центровку вкладышем в турбине в процессе ее общей сборки.

Так как оси всех цилиндрических поверхностей вкладыша должны совпадать с плоскостью горизонтального разреза его, то за технологическую базу (которая должна являться исходной базой для механической обработки вкладыша) и следует принимать указанную выше плоскость горизонтального разреза.

Первой операцией механической обработки залитого вкладыша является фрезерование на фрезерном станке напльвов баббита на горизонтальных стыках обеих половин вкладыша. Затем стыки припиливаются и пришабриваются по краске, вкладыш собирается на временных болтах, отверстия зенкеруются и развертываются под болты, соединяющие обе половины вкладыша, в том числе и установочные. Размечаются, сверлятся и нарезаются отверстия в пазах для крепления подушек, устанавливаются подушки с прокладкой под каждой толщиной 1 мм. Обе половины вкладыша собираются на штатных болтах, производится полная токарная обработка вкладыша на токарно-лобовом станке. Растачивается внутренняя баббитовая поверхность и протачивается наружная цилиндрическая по подушкам, чтобы они имели правильную цилиндрическую поверхность.

Правильность установки вкладыша в патроне проверяется по горизонтальному разрезу и по проточенным паружным цилиндрическим поверхностям. При кантовке детали проверка производится индикатором с точностью до 0,02 мм по торцовой и наружной цилиндрической поверхностям, уже обработанным при первой установке вкладыша. В случае овальной расточки баббитовой поверхности при данной установке обработка по баббиту не производится, протачиваются только все цилиндрические поверхности. Затем вкладыш разбирается, по разрезу устанавливаются прокладки, толщина которых выбирается по табл. 13-2 (по данным

Т а б л и ц а 13-2 Толщина прокладок при овальной расточке опорных вкладышей (в мм)

Диаметр шейки вала	Толщина прокладки в разрезе	Диаметр расточки вкладыша с прокладками	Диаметр шейки вала	Толщина прокладки в разрезе	Диаметр расточки вкладыша с прокладками
280	0,80	281,4 ^{+0,05}	350	1,00	351,4 ^{+0,05}
300	0,85	301,2 ^{+0,05}	360	1,00	361,4 ^{+0,05}
325	0,90	326,3 ^{+0,05}	435	1,00	436,4 ^{+0,05}

ЛМЗ), и вкладыш снова собирается с прокладками для окончательной расточки по баббиту. Установка вкладыша на станке при этой расточке должна быть выполнена так, чтобы ось расточки совпадала с осью вкладыша, собранного без прокладок. Диаметр расточки в зависимости от диаметра шейки вала принимается по табл. 13-2.

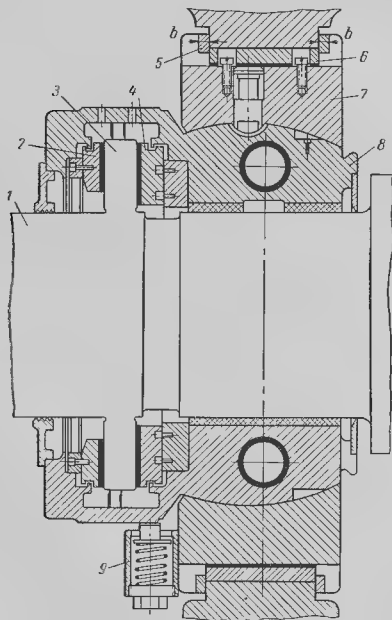
По окончании расточки вкладыш разбирается, прокладки удаляются и верхние и боковые зазоры будут соответствовать величинам, приведенным в табл. 13-1.

При обработке нерегулируемых вкладышей, как уже было сказано выше, расточки по баббиту производятся с припуском 0,4 мм и выше для возможности пригонки вкладыша путем шабрения при его центровке в корпусе подшипника.

Опорные подшипники иногда применяются в комбинации с упорными и тогда носят название комбинированных опорно-упорных подшипников (рис. 13-5). Такая конструкция вызвана тем, что при раздельных подшипниках упорная часть выносится вперед на некоторое расстояние от опорного подшипника и при некоторых отступлениях в изготовлении, например при разной толщине упорных колодок, или, например, из-за невозможности самоустанавливаться всем колодкам параллельно упорному диску, возникает значительный изгибающий момент, приводящий к поломке турбинного вала.

Рис. 13-5. Комбинированный опорно-упорный подшипник и его установка в корпусе.

1 — вал; 2 — установочные колодки; 3 — упорный диск; 4 — рабочие колодки; 5 — установочные полукольца; 6 — подушки; 7 — обойма; 8 — опорная часть вкладыша; 9 — амортизатор



В практике ЛМЗ было пять случаев поломки вала в турбинах ТН-165 (рис. 13-6). Радикальным мероприятием для устранения этого конструктивного дефекта явилось соединение упорной и опорной частей в одном комбинированном подшипнике и выполнение его посадочного места в корпусе подшипника в виде сферы. При опускании ротора в подшипники в процессе сборки турбины под весом ротора с учетом его статического прогиба подшипник поворачивается так, что шейка ротора лежит равномерно по всей длине опорной части вкладыша и все колодки располагаются параллельно упорному диску. Во время эксплуатации турбины сферический комбинированный опорно-упорный подшипник зажат крышкой подшипника и поворачи-

ваться не может. Некоторые заводы и фирмы применяют сферическую посадку и для орных вкладышей.

Некоторые авторы [38] считают, что подвижное закрепление вкладышей в шаровой сфере с верхним зазором полезно для возможности устранения больших перекосов в работе. С этим трудно согласиться, так как такое крепление без зажатия сферы крышкой подшипника поведет к вибрации турбины.

Так как центр тяжести комбинированного подшипника находится вне вертикальной оси, проходящей через центр сферы, то во избежание проворачивания вкладыша под его собственным весом при сборке под упорной частью устанавливается амортизатор (пружина), воспринимающий вес консольной упорной части вкладыша.

При механической обработке такого подшипника очень сложной операцией является обработка и пригонка наружной сферической поверхности вкладыша к внутренней сфере обоймы. До механизации этой операции пригонка производилась путем шабрения обеих сфер по краске. Операция была весьма трудоемкая и по данным ЛМЗ для своего выполнения в среднем требовала около 280 норм ч слесарей 4—5-го разряда. В настоящее время шабрение заменено шлифованием и выполняется примерно за 20 ч.

Обработка сферы производится после заливки вкладыша баббитом. Все операции, включая и сборку обеих половин вкладыша на штатных болтах, производятся так же, как и для простого опорного вкладыша. Далее, на токарно-лобовом станке выполняется обработка вкладыша и также точится сферическая поверхность с припуском 0,4—0,5 мм на сторону под шлифование при помощи копирного приспособления. Шлифование на ЛМЗ производится на токарном станке с высотой центров свыше 700 мм при помощи специального созданного заводом шлифовального приспособления [36]. Идея работы приспособления заключается в следующем (рис. 13-7). Вкладыш упорной стороной зажимается в патрон станка. На сушорте станка крепится приспособление, состоящее из электродвигателя с установленной на валу его специальной головкой с шлифовальными камнями в виде отдельных сегментов или чашечного круга. Вращение вкладыша в патроне станка и шлифовальной головки происходит во взаимно перпендикулярных плоскостях. В сечении $M-N$ шара получается окружность, ось вращения которой проходит через центр сферы,

Рис. 13-7. Обработка шаровой части вкладыша: а — вкладыш и обойма, б — схема работы приспособления

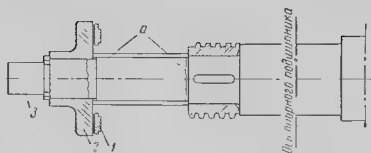
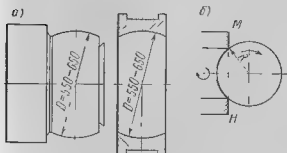


Рис. 13-6. Поломка валов:

1 — упорные колодки; 2 — упорный диск; 3 — вал (а — места поломки валов)

но так как вкладыш тоже вращается, то в результате получается правильная шарообразная поверхность радиуса R . При диаметре сферы 500 мм и выше число оборотов вкладыша равно около 3—4 в минуту, шлифовальной головки около 1500 об/мин, примерная мощность электродвигателя для шлифования около 6 квт. В качестве абразива применяются корундовые сегменты на бакелитовой связке. В зону шлифования насосом подается охлаждающая эмульсия. Для нормальной работы

шлифовальной головки при установке ее на станке необходимо, чтобы ось шпинделя и ось головки совпадали по высоте.

Данное приспособление позволяет производить шлифование наружной шаровой поверхности вкладыша и внутренней сферы обоймы. Экономическая эффективность такого приспособления показана выше. Чистота обработки получается $\nabla 8$. Приемка обработки сферических поверхностей вкладыша и обоймы производится по краске путем наложения обоймы на вкладыш. При этом в месте разъема вкладыша обоймы пластина цуна толщиной 0,04 мм не должна проходить.

Если опорная часть опорно упорного подшипника имеет овальную расточку, то она производится после шлифования сферы, и вкладыш при установке на станке для расточки (с прокладками) проверяется индикатором с точностью до 0,02 мм по торцу и шаровой поверхности.

КОНСТРУКЦИЯ УПОРНЫХ ПОДШИПНИКОВ

Как указывалось выше, упорный подшипник воспринимает осевое усилие, возникающее в роторе во время работы, и фиксирует осевое положение ротора в турбине.

Ранее упорные подшипники выполнялись в виде гребенчатых «многоупорных» подшипников с допустимым удельным давлением на упорных поверхностях от 2 до 6 кг/см². Такая малая величина допустимого удельного давления в гребенчатых подшипниках объясняется тем, что гребни вращаются параллельно баббитовым выточкам, что исключает возможность создания жидкостного трения.

В современных турбинах обычно применяют «одногоребенчатый» подшипник типа Митчеля, в котором рабочие колодки во время работы при вращении ротора благодаря их конструкции могут самоустанавливаться под некоторым углом по отношению к упорному диску, вследствие чего между колодками и диском создается масляная пленка, т. е. жидкостное трение. Практически в упорных подшипниках Митчеля допускается удельное давление до 30 кг/см².

Рассмотрим конструкцию и изготовление упорных подшипников Митчеля. Так как упорный подшипник для повышения надежности эксплуатации всегда должен располагаться как можно ближе к опорному, наиболее распространенной в практике конструкцией подшипника Митчеля является комбинированный опорно-упорный подшипник, представленный на рис. 13-5.

Упорный подшипник применяется в турбинах и в том случае, когда (как, например, в двухпоточных роторах низкого давления) осевого усилия не возникает, но при сборке наличие упорного подшипника позволяет правильно фиксировать осевое положение ротора.

Упорный диск может выполняться за одно целое с валом турбины или как отдельная деталь, насаживаемая на вал с натягом примерно 0,05—0,07 мм. В этом случае упорный диск упирается с одной стороны в уступ вала, а с другой стопорится специальным разрезным кольцом, вставляемым в выточку вала. Для надежной эксплуатации предпочтительнее применение диска за одно целое с валом, в практике эксплуатации турбин из-за неудовлетворительного крепления стопорного кольца были случаи сползания упорного диска и смещения ротора в осевом направлении.

Основной деталью упорного подшипника являются его упорные колодки. Конструкция одной из таких колодок показана на рис. 13-8. Материалом для колодок служит бронза ОФ 10-1 (Sn = 10%; P = 0,1%), реже применяются чугуны и сталь. Колодки заливаются баббитом Б83,

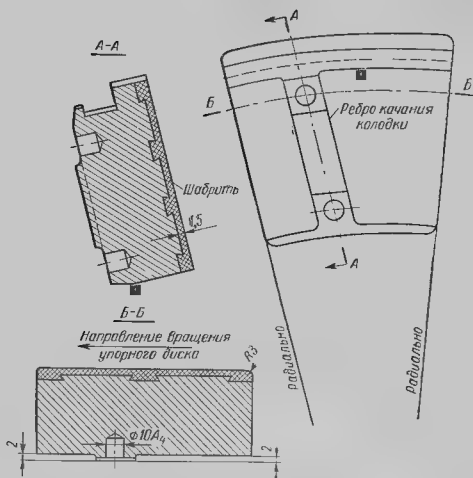


Рис. 13-8. Упорная колодка

толщина баббитового слоя после механической обработки составляет 1,5 мм — величина, меньшая минимального осевого зазора в проточной части машины. При аварийном расплавлении баббита колодок, например вследствие водяного удара, ротор коснется упорным диском колодок, но задевание ротора за диафрагмы в начальной стадии аварии не произойдет, осевое давление некоторое время, достаточное для остановки турбины, будет восприниматься колодками (поэтому в качестве материала колодок лучше выбирать антифрикционную бронзу ОФ 10-1).

Нерабочая сторона колодок в разных конструкциях имеет уступ либо упорный штифт, делящий дугу колодки в отношении 3 : 2 (более длинная часть со стороны входа масла на колодку), что позволяет колодкам поворачиваться на некоторый угол и образовывать между баббитовой поверхностью колодок и упорным диском при вращении ротора клиновидную масляную пленку. Давление, создаваемое в этом клине, соответствует осевому усилию в роторе.

Для нормальной работы упорного подшипника толщина колодок должна быть одинакова, только в этом случае все колодки одновременно будут участвовать в работе, и осевое усилие будет расположено по центру подшипника. Допускаемое отклонение по толщине колодок не более 0,02 мм, параллельность сторон колодок должна находиться в пределах 0,01 мм. Упорный диск обрабатывается с чистотой $\nabla 9$, а колодки по баббитовой поверхности пришабриваются и притираются по плите.

Одно из назначений упорного подшипника — это фиксация ротора в осевом направлении, поэтому каждый упорный подшипник кроме рабочих колодок имеет с другой стороны упорного диска еще установочные. Разбег ротора в упорном подшипнике, т. е. возможность его перемещения из одного крайнего положения в другое, обычно принимается равным

0,4—0,6 мм в роторах высокого давления и 0,5—0,8 мм в роторах низкого давления, имеющих упорный диск большего диаметра. При отсутствии такого разбега (зазора) колодки упорного подшипника будут зажаты и не смогут при вращении ротора самоустанавливаться под углом для создания жидкостного трения. Увеличение зазора сверх указанного может при внезапном изменении нагрузки вызвать ударную нагрузку на колодки (что является недопустимым), а при больших зазорах повести к задеванию подвижных частей ротора о неподвижные статора. Рабочие и установочные колодки для надежности работы должны находиться в масле, поэтому слив масла из камеры упорного подшипника делается сверху, что обеспечивает полное заполнение ее маслом. Для замера температур рабочих и установочных колодок в них при сборке монтируются термометры сопротивления.

В турбине К-300-240 ЛМЗ применен упорный подшипник, в котором упорные и установочные колодки расположены с двух сторон опорного вкладыша и упорный диск похож на катушку. Такая конструкция опорно-упорного подшипника еще более повышает его эксплуатационную надежность, так как упорная часть подшипника расположена симметрично по отношению к его опорной части.

В качестве материала для заготовок вкладышей опорно-упорных подшипников ввиду больших нагрузок, действующих на них, применяется ковкая или литая сталь марки 25.

ТЕХНОЛОГИЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КОЛОДОК УПОРНЫХ ПОДШИПНИКОВ

Вид заготовки кольца для колодок выбирается в зависимости от принятого материала. Для стали (марка сталь 25) применяется поковка кольцеобразной формы, а для бронзы ОФ 10-1, латуни ЛМц 57-3-1 и чугуна — отливка также в виде кольца. В качестве антифрикционного сплава применяется баббит Б83.

Порядок изготовления колодок разный. Некоторые заводы заливку кольца после его предварительной механической обработки производят до разрезки на отдельные колодки, другие — зачеканят баббитом каждую колодку в отдельности.

Рассмотрим технологию изготовления колодок, принятую на ЛМЗ, с заливкой цельного кольца. Бронзовая заготовка в виде кольца с клеймом плавки поступает в механический цех. Бюро контроля материала проверяет соответствие отливки техническим условиям на ее поставку, затем заготовка точится на токарном станке кругом с припуском по 2 мм на сторону. Подрезается одна из плоскостей «как чисто», точится наружная цилиндрическая поверхность с припуском 1 мм на диаметр до кулачков, крепящих заготовку, и внутренняя поверхность окончательно по чертежу. На обработанной торцевой поверхности прорезаются канавки в виде ласточкина хвоста (рис. 13-8). Далее деталь переставляется с выверкой по внутреннему диаметру и торцу. Протачивается окончательно наружная цилиндрическая поверхность и круговая выточка для установки колодок во вкладыше. Размечаются радиальные канавки «ласточкин хвост», на противоположной торцевой поверхности производится разметка для разрезки кольца на отдельные колодки. На поперечнострогальном станке строгаются радиальные канавки «ласточкин хвост» по разметке. Канавки сначала прорезаются прямым прорезным резцом, а затем профильным, имеющим форму ласточкина хвоста.

Далее производится лужение и заливка кольца баббитом, подготовка под лужение и само лужение производятся так же, как и опорных вклады-

шей. Заливка ведется вручную. На НЗЛ заготовка 4 (рис. 13-9, а) закладывается канавками вверх в металлическую форму 2, наполненную составом 1, из волокнистого асбеста (20%), тонко размолотой глины (50%) и воды. После просушки производится заливка колодок баббитом 3 из ковша (как и в опорных подшипниках). Припуск для механической обработки баббита дается при этом около 3 мм, в зависимости от размеров колодок.

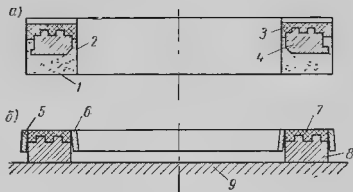


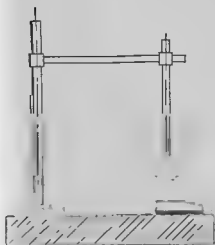
Рис. 13-9. Приспособление для заливки колодок: а — НЗЛ, б — ЛМЗ

На ЛМЗ бронзовая заготовка 8 ставится на плиту 9 (рис. 13-9, б), а на нее устанавливается приспособление, состоящее из двух колец — наружного 5 и внутреннего 6, немного скошенных по высоте по своей цилиндрической поверхности, обращенной к бронзовому кольцу (чтобы не провалились). Таким образом они образуют углубление высотой 3 мм (1,5 мм конструктивная толщина заливки и 1,5 мм припуск на механическую обработку), которое вручную и заполняется баббитом 7. После заливки над поверхностью баббита на расстоянии 80–120 мм над залитой поверхностью для равномерного остывания его устанавливается нагретая плита.

После заливки кольцо поступает в механический цех для окончательной обработки. Вначале на токарном станке точатся все напыльвы баббита по наружной и внутренней цилиндрическим поверхностям и баббитовая плоскость с некоторым припуском по сравнению с чертежным размером.

После разметки кольцо разрезается на поворотном столе горизонтальнофрезерного станка на равные части по количеству колодок. Далее на разметочной плите по шаблону размечаются боковые торцовые поверхности колодок под требуемым углом (например, 25°) и на вертикальнофрезерном станке торцевой фрезой по разметке фрезеруются эти поверхности. На этом же станке окончательно фрезеруется (установленные в специальное приспособление по одной штучке) баббитовая плоскость с припуском 0,2 мм под шабрение и по две обзизки (рис. 13-8) глубиной по 2 мм на противоположной стороне колодок. Размечаются по два отверстия диаметром 10,4, глубиной 10 мм на задней стороне колодок и сверлятся на вертикальноверлильном станке.

Рис. 13-10. Проверка толщины колодок



Все кромки по углам опиляются по радиусу согласно чертежу, на баббите радиус равен 3 мм; баббитовая поверхность колодок припиливается и пришабривается с точностью пяти пятен на 1 см². Затем колодки поочередно устанавливаются в специальное приспособление и задняя поверхность подрезается на станке точно по чертежному размеру. Замеры по толщине колодок производятся на лабровочной плите по индикатору (рис. 13-10); колебания по толщине допускаются не более 0,02 мм, а непараллельность 0,01 мм.

Приемка готовых колодок производится путем проверки размеров по чертежу, толщины

их по индикатору на плите. В баббитовой заливке не должно быть раковин, трещин; приставание баббита к телу колодок проверяется путем опускания колодки в керосиновую ванну. Колодка насухо вытирается и при нажиме на баббит в случае плохого приставания баббита керосин будет выжиматься в местах соприкосновения баббита с телом колодки.

ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ КОРПУСОВ ПОДШИПНИКОВ

Корпуса подшипников обычно всеми турбостроительными заводами изготавливаются из отливок серого чугуна, например СЧ 21—40 (ГОСТ 1412—54). Здесь выбор чугуна как конструкционного материала объясняется его специфическими свойствами — повышенной способностью к поглощению вибраций, высокой износостойчивостью, способностью к более равномерному распределению напряжений, в том числе ослаблению влияния местных концентраций напряжений, хорошими литейными свойствами, позволяющими отливать из чугуна детали весьма сложной формы.

Корпуса подшипников в эксплуатации подвергаются воздействию вибрационных нагрузок; при тепловом расширении турбинных цилиндров, которые опираются на корпуса подшипников, последние скользят по своим фундаментным рамам, конструктивная форма их очень сложная при относительно небольших размерах и пр. По этим причинам чугун для корпусов подшипников как с точки зрения технологичности конструкции, так и эксплуатационных качеств является наилучшим материалом.

Требования, предъявляемые к механической обработке корпусов подшипников, во многом схожи с требованиями по обработке турбинных цилиндров.

1. Горизонтальный разъем корпуса подшипника должен быть герметичен, масло из него не должно выбиваться наружу.
2. Плоскость горизонтального разъема корпуса должна совпадать с осью расточек гнезда в нем для установки вкладыша подшипника и корпуса в местах для маслозадерживающих колец.
3. Опорная поверхность корпуса должна быть параллельна оси расточки его и плоскости горизонтального разъема.
4. Шпоночные пазы на опорной поверхности корпуса должны быть параллельны оси расточки его.
5. Корпус не должен протекать (т. е. пропускать масло наружу) и должен быть хорошо очищен от формовочной земли во избежание загрязнения масла.

6. Выполнение всех размеров корпуса должно находиться в пределах чертежных допусков.

7. Если по своей конструкции корпус подшипника жестко соединяется с корпусом турбины, то его соединительный полуфланец должен быть обработан строго перпендикулярно к оси расточки.

8. При общей сборке турбины корпус подшипника должен быть соосен с цилиндром турбины и при тепловом расширении турбины во время ее эксплуатации эта соосность не должна нарушаться.

После очистки корпуса подшипника и крышки от формовочной земли и грязи они поступают на совместную разметку для проверки размеров и отступлений в литье и нанесении разметочных осевых рисков и рисков для обработки горизонтального разъема и опорной поверхности. Обработка корпуса начинается со строжки его горизонтального разъема и опорной поверхности и в зависимости от размеров корпуса производится с припуском 1,5—3,0 мм. После этого корпус подвергается второй термической обработке (первая проводилась сразу после литья в необработанном виде).

Отжиг чугуна производится с целью снятия внутренних напряжений при температуре $500-550^{\circ}\text{C}$ и выдержке из расчета 2 ч на каждые 25 мм толщины стенки. Охлаждение ведется вместе с печью со скоростью $30-50^{\circ}\text{C}$ в час до $200-150^{\circ}\text{C}$, затем отливки охлаждаются на воздухе [39]. Такая двойная термическая обработка необходима для максимального снятия внутренних напряжений и, таким образом, полного избежания какой-либо деформации корпуса подшипника в эксплуатации, так как коробление его вызовет нарушение центровки роторов и, следовательно, нормальной работы турбины.

После второй термической обработки и новой разметки окончательно строгаются плоскости горизонтального разъема и опорной поверхности, а также шпоночный паз на этой поверхности. Одновременно таким же путем обрабатывается крышка подшипника, затем размечаются и сверлятся отверстия на фланцах горизонтального разъема; в корпусе нарезаются отверстия под шпильки, заворачиваются шпильки и крышка собирается совместно с корпусом. Развертываются отверстия под установочные штифты, которые ставятся на место. Собранный корпус поступает на расточный станок для расточки вместе с крышкой. Особое внимание при выверке корпуса на станке обращается на совпадение о расточки с плоскостью горизонтального разъема.

Перед сборкой корпуса подшипника под расточку плоскости горизонтального разъема его и крышки пришабриваются или подвергаются фляпшпной строжке или фрезерованию для полной маслoneпроницаемости разъема.

Приемка ответственных операций производится контролером БТК цеха без снятия корпуса со станка. Готовый корпус для проверки его плотности подвергается гидравлическому испытанию путем наливания керосина; наружные стенки корпуса иногда покрываются меловой краской для лучшего выявления протечки керосина. Замеченные дефекты подлежат исправлению. Не рекомендуется применять чеканку, так как это не устраняет теч.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ БУКСЫ И ЗОЛОТНИКА РЕГУЛИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ТУРБИН

НАЗНАЧЕНИЕ РЕГУЛИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА И ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НЕМУ ТРЕБОВАНИЯ

Назначение регулирующего устройства энергетических турбин заключается в обеспечении требуемого открытия регулирующих клапанов в соответствии с изменением электрической нагрузки и защиты турбины от ненормальных явлений, могущих быть в эксплуатации турбины. В современных турбинах наиболее часто применяется гидравлическая система регулирования, в которой в качестве рабочей жидкости используется турбинное масло марки Л по ГОСТу 32 47.

При переходе в турбинах к пару более высоких температур (565°C и выше) во избежание загорания масла вместо последнего начинают применять негорючие жидкости. ХТГЗ в одной из своих паровых турбин типа К-150-130 применил в виде опыта в системе регулирования конденсат и затем все свои турбины типа К-300-240 стал изготовлять с применением водяного регулирования, используя конденсат от напорной линии конденсатных насосов. ЛМЗ в качестве рабочей жидкости для гидравлической системы регулирования паровых турбин К-300 240 применил огнестойкое масло «Иввиоль» Всесоюзного теплотехнического института с высокой температурой вспышки, обеспечив при этом мероприятия по технике безопасности (из-за некоторой токсичности этой жидкости).

Регулирующее устройство турбины и система защиты ее должны удовлетворять следующим основным требованиям (приводятся применительно к турбине К-200-130 ЛМЗ).

1. Неравномерность регулирования скорости, т. е. изменение числа оборотов в процентах от 3000 об/мин, вызывающее перемещение сервомотора от положения, соответствующего холостому ходу, до положения,

соответствующего номинальной нагрузке, должна соответствовать $4,25 \pm 0,75\%$.

2. Максимальная нечувствительность регулирования скорости не более 0,3 %.

3. Нечувствительность регулятора скорости не более 0,2 %.

4. Область изменения числа оборотов, допускаемая механизмом управления, должна быть такова, что при холостом ходе турбины и во время синхронизации турбогенератора может быть установлено любое число оборотов, не превышающее 106% от нормального.

5. Регулятор безопасности прекращает доступ пара в турбину при повышении числа оборотов турбины на 11—12% сверх нормального—3000 об/мин.

6. Давление масла на регулирование устанавливается $20 \pm 0,2$ кг/см² при температуре его $50 \pm 5^\circ \text{C}$, а в системе смазки подшипников $1 \pm 0,05$ кг/см².

7. При снижении давления напорного масла до 10 кг/см² закрываются сервомоторы клапанов автоматического затвора свежего пара, а при падении давления масла до 6 кг/см² закрываются сервомоторы защитных клапанов ЦСД, что приводит к прекращению доступа пара в турбину.

8. При падении давления масла в системе смазки подшипников до 0,6 кг/см² должен автоматически включаться резервный масляный электронасос.

9. При недопустимом осевом сдвиге ротора в районе упорного подшипника более 1,7 мм, при падении вакуума до 540 мм рт. ст. соответствующие реле воздействуют на электромагнитный выключатель, срабатывание которого приводит к закрытию стопорных клапанов свежего пара, регулирующих клапанов ЦВД и ЦСД и защитных клапанов ЦСД и открытию перепускных клапанов между промежуточным перегревателем и конденсатором.

10. Плотность клапанов автоматического затвора (стопорных клапанов свежего пара) считается допустимой, если на холостом ходу турбины при нормальных начальных параметрах пара и нормальном вакууме при их закрытии и оставлении открытыми регулирующих клапанов и байпасов главных задвижек турбин число оборотов холостого хода за 10 мин снизится до 1500 об/мин (не ниже).

11. Плотность регулирующих клапанов ЦВД считается допустимой, если на холостом ходу турбины при нормальных параметрах свежего пара и нормальном вакууме при закрытии регулирующих клапанов ЦВД и открытых регулирующих клапанов ЦСД, стопорных клапанов свежего пара, защитных клапанов ЦСД и байпасов главных задвижек время выбега турбины будет немногим больше времени выбега турбины при тех же параметрах пара и вакууме и при всех закрытых клапанах на турбине и пр.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ БУКСЫ И ЗЛОТНИКА

Нормальная работа элементов регулирующего устройства в значительной степени зависит от качества изготовления и сборки деталей, от тщательности выполнения заданного технологического процесса. В практике эксплуатации турбин наблюдаются прогибы штоков клапанов, скалывание азотированного слоя металла, качение регулирования, засаждение регулирующих клапанов, образование окалин на штоках клапанов, ослабление седел регулирующих клапанов, сбросы электрической нагрузки и пр. Поэтому к изготовлению наиболее ответственных деталей регулирования предъявляются требования повышенной точности, применяется

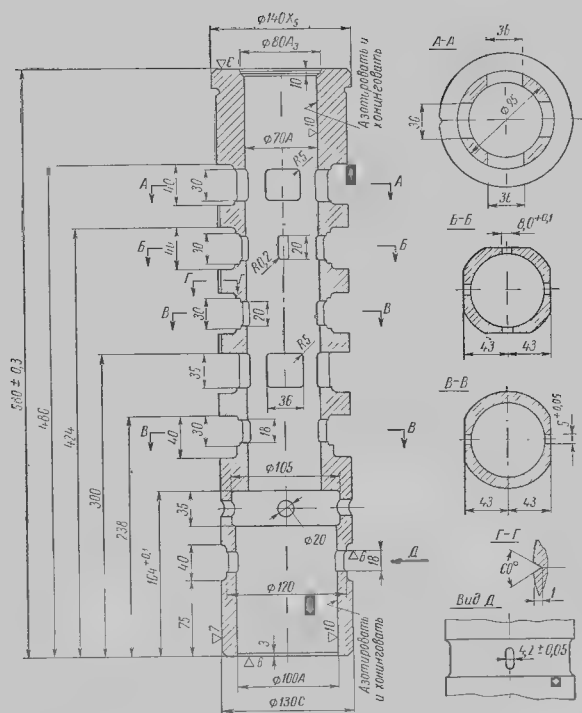


Рис. 14-1. Букса промежуточного золотника

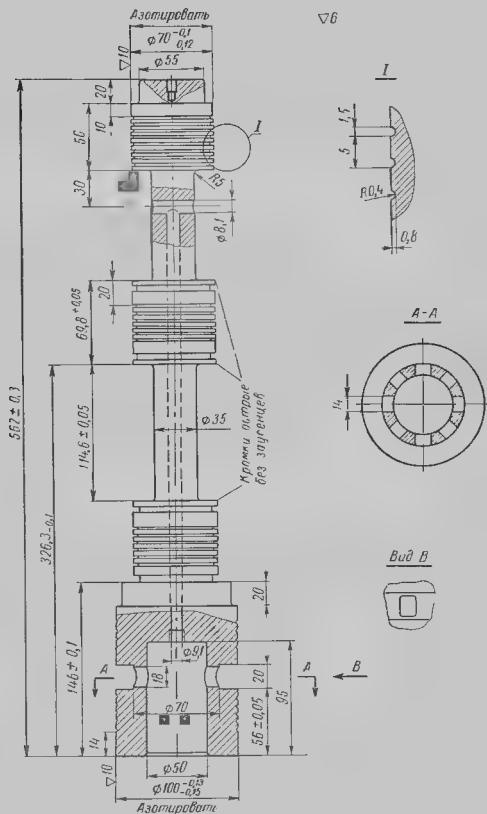
поверхностное упрочнение для повышения твердости, износостойчивости и выносливости поверхностного слоя деталей, а также для повышения сопротивления стали коррозии. Точность обработки трущихся поверхностей — 1—2-й классы, чистота обработки отверстий букс, достигаемая путем хонингования (обработка раздвижными абразивными брусками), — 9—10-й классы. Штоки и золотники по своим трущимся поверхностям доводятся шлифованием ($\nabla 9$ — $\nabla 10$).

В качестве примера рассмотрим технологический процесс механической обработки буксы (рис. 14-1) и золотника (рис. 14-2) узла регулирующего устройства к турбине К-200-130, называемого промежуточным золотником, в которых применяется поверхностное упрочнение и хонингование.

В качестве материала для буксы и золотника применена хромомolibденованадиевая сталь марки 25Х2МФА по ГОСТу 4543—48, термически обработанная по категории прочности КН60 (т. е. с пределом текучести ≥ 60 кг/мм²).

Заводом для буксы принят следующий технологический процесс механической обработки: заготовка — поковка поступает в механический цех в термообработанном состоянии. Поковка точится с припуском 1 мм на сторону по длине и наружному диаметру. Отверстие сверлится и растачивается до диаметра 60 мм. Все острые кромки притупляются во избежание местных напряжений при термообработке. Затем производится повторная термообработка — отпуск для снятия внутренних напряжений, полученных при механической обработке. Далее на токарном станке протачиваются на наружной поверхности буксы контрольные пояски, подрезается торец

Рис. 14-2. Промежуточный золотник



ее со стороны отверстия диаметром 100 А «как чисто», само отверстие растачивается с припуском в размере 99,55 мм под шлифование и отверстие диаметром 70А размером 69,55 . Окончательно растачивается выемка диаметром 105 и шириной 35 мм.

Подрезается второй торец буквы по размеру $580 \pm 0,3$ мм с расточкой облизки диаметром 80 А₃ на глубину 10 мм. Протачивается наружная цилиндрическая поверхность по диаметру 130С с припуском по 0,2 мм на сторону под шлифование и все остальные места по чертежу; по ней строгаются продольная канавка под углом 60° глубиной 1 мм.

Размечаются четыре лыски размером 43 мм (сечение В В) и две такие же лыски в сечениях В — В и фрезеруются по разметке. Размечаются четыре окна размером 30 × 36 мм с технологическим отверстием диаметром 20 мм в центре окон для ввода фрезы, четыре окна размером 35 × 36 мм также с технологическим отверстием диаметром 20 мм, четыре щели размером $20 \times 8^{+0,1}$ мм, две щели — $20 \times 5^{+0,05}$ мм, две щели — $18 \times 5^{+0,05}$ мм с отверстиями диаметром 4 мм в центре щелей для ввода фрезы, четыре отверстия диаметром 20 мм, две щели $18 \times 4,2 \pm 0,05$ мм с отверстием в центре для ввода фрезы диаметром 3,5 мм и т. п. По разметке сверлятся технологические и чертежные отверстия: восемь — диаметром 20 мм в окнах, четыре — диаметром 20 мм и пр. Затем на вертикальнофрезерном станке фрезеруются окна размером 30 × 36 и 35 × 36 мм и щели указанных выше размеров по разметке с припуском 0,1 мм на сторону для припиливания. Слесарным путем снимаются заусенцы и припиливаются все щели в соответствии с разметкой и чертежом. На внутришлифовальном станке отверстия диаметром 100А и 70А шлифуются с припуском 0,02 мм на сторону под хонингование; следующей операцией является азотирование внутренних поверхностей с этими же диаметрами по всей длине. Эти поверхности должны быть совершенно чистыми: не должны иметь ржавчины, окалины и т. п., поэтому обезжириваются авиационным бензином. Участки буквы, не подлежащие азотированию, подвергаются лужению для предохранения их от азотирования. Для проверки качества азотированияготавливаются свидетели, изготовляемые из того же материала, что и азотируемая деталь, и проходящие подобную же, что и деталь, термическую обработку. Эти свидетели азотируются вместе с деталью. Детали, подлежащие азотированию, загружаются в печь для азотирования. Они не должны касаться друг друга. Печь заполняется аммиаком, и режим азотирования протекает в две ступени (по ЛМЗ): первая ступень — нагрев до температуры 500°С и выдержка в течение 12 ч, вторая ступень — нагрев до 580°С и выдержка в течение 8 ч. Во все время процесса в печь подается аммиак. Происходит процесс поверхностного насыщения стали азотом, в результате чего образуется твердый тонкий поверхностный слой. Для деталей регулирования глубина азотирования составляет 0,3–0,5 мм и твердость по Виккерсу не менее 700. Такое поверхностное упрочнение повышает износоустойчивость деталей регулирования, находящихся в постоянном относительном движении.

Твердость поверхностного слоя детали проверяется на свидетелях, проходивших азотирование совместно с деталью.

При удовлетворительных результатах азотирования буква поступает на станок для хонингования отверстий диаметром 70А и 100А, а затем на круглошлифовальный с проверкой по контрольным поясам для шлифования наружной цилиндрической поверхности согласно размерам чертежа. После слесарной зачистки детали производится окончательная приемка ее. Кромки всех окон и щелей должны быть острыми без заусенцев. Бение поверхности диаметром 70А относительно поверхности диаметром 100А по всей длине не должно превосходить 0,02 мм.

При применении в некоторых конструкциях букс узких щелей обработка их производится электронским способом.

Для золотника на ЛМЗ принят следующий порядок механической обработки. Заготовка — поковка термически обработанная точится с припуском 1 мм па сторону, при этом центральное отверстие не сверлится и канавки шириной 1,5 мм не протачиваются. Острые кромки притупляются под вторичную термообработку. Допустимое биение при этой операции не более 0,05 мм.

Повторная термическая обработка в виде отпуска производится для снятия внутренних напряжений после проведенной механической обработки. Допустимое биение золотника после термообработки не более 0,5 мм.

Затем точатся контрольные пояски, золотник устанавливается в патрон и люнет с точностью по контрольным пояскам в 0,02 мм. Подрезается торец диаметром $100_{-0,15}^{+0,18}$ мм «как чисто». Сверлится отверстие диаметром 9,1 мм, на глубине 95 мм оно рассверливается и растачивается до диаметра 50A₃ вместо чертежного диаметра 50 для использования этого отверстия как базы под центровую пробку.

После перестановки детали с проверкой индикатором по контрольным пояскам с точностью до 0,02 мм подрезается второй торец размером $562 \pm 0,3$ мм и сверлится отверстие диаметром 10 мм с конусом 60° под центр. Далее золотник устанавливается в центрах с проверкой индикатором по контрольным пояскам с точностью до 0,02 мм и протачиваются цилиндрические поверхности диаметрами $100_{-0,15}^{+0,18}$ и $70_{-0,15}^{+0,10}$ мм с припуском на сторону 0,2 мм под шлифование. Остальные размеры при этой операции выдерживаются по чертежу.

Канавки шириной 1,5 мм протачиваются с учетом оставленного припуска под шлифование. Допустимое биение при этой токарной обработке 0,1 мм.

Размечается восемь окон размером 18×14 мм с отверстиями диаметром 12 мм в центре каждого окна для ввода фрезы и сверлится восемь технологических отверстий диаметром 12 мм, а одно отверстие диаметром 8,1 мм.

Фрезеруются на вертикальнофрезерном станке восемь окон 14×18 мм с радиусами 4 мм согласно разметке. Зачищаются заусеницы.

Затем золотник устанавливается в центрах круглошлифовального станка с точностью в 0,02 мм и производится шлифование по диаметрам $100_{-0,10}^{+0,18}$ и $70_{-0,12}^{+0,10}$ мм с припуском в 0,03 мм на сторону под вторичное шлифование после азотирования.

Места золотника, не подвергающиеся азотированию, облуживаются, и он вместе со «свидетелями» закладывается в печь для азотирования. Ре-
зультат такой же, что и для букс.

После азотирования золотник шлифуется с проверкой правильности установки в центрах по контрольным пояскам с точностью до 0,02 мм. Шлифование и полирование для получения требуемой чистоты производится в пределах чертежного допуска. Биение поверхности диаметром $100_{-0,15}^{+0,18}$ мм относительно поверхности диаметром $70_{-0,10}^{+0,10}$ мм при этой операции по всей длине должно быть не более 0,02 мм. Золотник зачищается от следов азотирования и сдается ОТК.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ КОНДЕНСАТОРОВ

Конденсационное устройство стационарной паротурбинной установки предназначается для создания и поддержания заданного разрежения у выходного патрубка турбины и возвращения деаэрируемого конденсата отработавшего пара обратно в паровой котел. Конденсация пара происходит в конденсаторах, причем охлаждающая вода может непосредственно соприкасаться с паром либо через стенки охлаждающих трубок. В последнем случае конденсаторы называются поверхностными, они и применяются в современных паротурбинных установках, так как позволяют полученный конденсат снова использовать для питания котлов. Другими составными элементами конденсационного устройства являются циркуляционные насосы, применяемые для подачи охлаждающей воды в конденсатор, конденсатные — для откачки конденсата из конденсатора и эжекторы — для отсоса из конденсатора воздуха.

Рассмотрим основные моменты технологии изготовления конденсатора 200-КЦС-2 для турбоустановки с паровой турбиной ЛМЗ К-200-130. Это конденсатор сдвоенного типа, гидравлическое сопротивление его равно $3,73 \text{ м вод. ст.}$ при общем расходе охлаждающей воды $25\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$. Рабочее давление паровой части $0,035 \text{ ата}$, водяной — до 1 кг/см^2 .

Вес наиболее тяжелой транспортируемой части $18,2 \text{ т}$. Соединяется конденсатор с цилиндром низкого давления турбины при помощи сварки.

Тепловое расширение цилиндра низкого давления турбины компенсируется упругими пружинными опорами, на которых стоит конденсатор. Эти опоры рассчитываются на нагрузку, равную весу конденсаторов без воды. В эксплуатации турбоустановки вес воды передается на опоры турбины. Каждый корпус конденсатора состоит из четырех частей

и имеет по одному встроеному в него подогревателю низкого давления поверхностью нагрева до 140 м². Тепловое расширение трубной системы конденсатора воспринимается компенсатором (рис. 15-1, к). Материал листового проката — МСтЗ.

Конденсатор 200-КЦС-2 состоит из следую трук- 1 2 3 4
технологических узлов:

- 1) верхняя часть корпуса конденсатора левая и правая;
- 2) компенсатор верхней части конденсатора;
- 3) нижняя часть корпуса левая и правая;
- 4) компенсатор нижней части конденсатора;
- 5) устройство сброса и охлаждения пара;
- 6) патрубки, подводящие и отводящие воду;
- 7) патрубок уравнивательный;
- 8) патрубок отбора пара в секции подогревателя № 1;
- 9) секции подогревателя № 1;
- 10) стакан с пружинами;
- 11) прочие мелкие узлы.

На рис. 15-1 показана конструкция конденсатора 200-КЦС-2.

Технологический процесс разрабатывается на каждый узел в отдельности, что позволяет вести их одновременное производство. Процесс производства узла заключается в изготовлении листовых вырезок, вальцовки и штампования их (если это требуется по чертежу), сборки их на плазу с пригонкой, прихваткой и сваркой отдельных деталей между собой. Ввиду нетранспортабельности конденсатора в целом окончательная общая сборка его на заводе не производится и только отдельные части его по стыкуемым поверхностям соединяются на временных прихватках для проверки совпадения стыкуемых кромок. Вследствие этого гидравлическое испытание конденсатора в собранном виде на заводе произведено быть не может и оно заменяется для проверки плотности сварных швов керосиновой пробой. Швы с одной стороны покрываются меловой краской, а с другой промазываются керосином и по отпотеванию керосина на замеленной поверхности судят о плотности шва.

Рассмотрим процесс изготовления самого корпуса конденсатора с водяными камерами, как наиболее сложной основной части конденсатора. На рис. 15-2 показана его нижняя часть.

Сборка нижней части корпуса (правого или левого безразлично) начинается со сборки малой водяной камеры (рис. 15-1, л). Вычерчивается плаз для сборки, устанавливаются подкладки толщиной 12 мм и на них собираются детали периферийных полос фланца камеры вместе с уплотняющими кольцами, устанавливаются и пригоняются боковые стенки камеры по стыкам и прихватываются электросваркой. Устанавливается трубная доска из двух половин, подгоняется и прихватывается к стенкам камеры. Затем собираются на стенках камеры детали компенсатора к, воспринимающего тепловое расширение трубок, подгоняются отдельные части его друг к другу и к стенкам камеры и прихватываются. Предварительно собранная водяная камера повертывается краном на 180° и на фланец ее устанавливается крышка с уже просверленными отверстиями и соединяется временными технологическими планками. Просверливаются отверстия во фланце камеры. Совершенно таким же образом собирается и сваривается большая водяная камера (рис. 15-1, е).

Сборка нижней части самого корпуса конденсатора производится одновременно со сборкой водяных камер.

На плазе краном попарно раскладываются все трубные перегородки и выверяются по центральной оси (они все уже обработаны по периферии и просверлены).

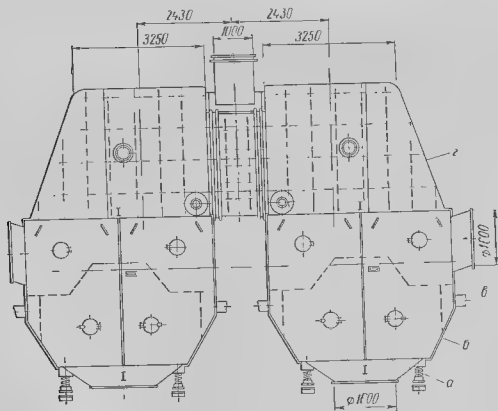
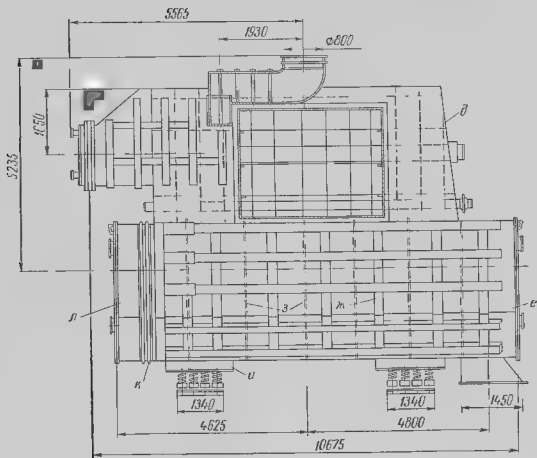


Рис. 15-1. Конденсаторная группа 200-КЦС-2
к турбине К-200-130 ЛМЗ

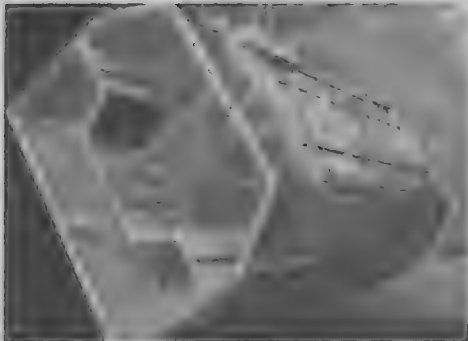


Рис. 15-2. Нижняя часть конденсатора 200-КЦС-2
в производстве

Из листов собираются нижние стенки корпуса конденсатора *а*. Устанавливаются и подгоняются к ним наклонные стенки *б*, затем к последним вертикальные *в*. Вверху корпуса прихватываются сваркой для жесткости распорки из угольников. По разметке внутри корпуса ставятся и прихватываются временные упорные планки для установки трубных перегородок, а затем устанавливаются и сами перегородки *з* и прихватываются к корпусу.

Корпус кантуется крапом в вертикальное положение, под него подставляются четыре опоры, он готовится к сборке с водяными камерами и к сварке с ними. После выполнения этой работы корпус кантуется в первоначальное горизонтальное положение и после разметки на нем снаружи для повышения жесткости его устанавливаются

Рис. 15-3. Сверление отверстий в трубных досках на
станке с программным управлением



швеллеры *ж*, пригоняются и прихватываются к стенкам корпуса. Собираются детали опор *и*, подгоняются между собой, свариваются и затем в собранном виде пригоняются к корпусу и привариваются к нему.

Внутри корпуса по разметке к трубным перегородкам устанавливаются отражательные щитки, предназначенные для направления хода пара, и привариваются.

Сборка обеих верхних частей корпуса начинается с наклонной боковой стенки *г*. На сборочной плите укладываются составные части ее, пригоняются по стыкам и прихватываются. Затем пригоняются и прихватываются к боковой стенке ребра жесткости. На нее (боковую стенку) устанавливается компенсатор, предназначенный для восприятия теплового расширения цилиндра низкого давления в месте сварки его с конденсатором.

Таким же образом собираются торцовые стенки *д*. Заготовки укладываются на плазу и на них по разметке устанавливаются ребра и свариваются. Затем все торцовые стенки и боковая с приваренными ребрами собираются вместе, стыки подгоняются и прихватываются. Внутри верхней части корпуса пригоняются и прихватываются распорные стержни. После этого верхняя часть корпуса проверяется, выправляется и сваривается во всех местах, где были прихватки.

Ввиду того что из-за негабаритности корпус конденсатора отправляется частями, на заводе производится контрольная сборка нижней части его с верхней, подгибаются и подгоняются стыкуемые места для полного их совпадения по всему периметру и предъявляются для сдачи ОТК. Для проверки соосности всех трубных досок и перегородок по выбору контролера в разные места трубных досок заводятся 10 конденсаторных трубок. Замеченные при этом дефекты исправляются. Все отверстия размечаются для присоединения трубопроводов согласно чертежу и контуры их накерниваются для вырезки на монтаже. Все технологические планки срубаются, и газорезчик разрезает их вдоль по сечению *I—I* в нижней части корпуса для возможности отправки его по железной дороге.

Все остальные элементы конденсатора собираются и свариваются по такой же технологической схеме, что и корпус.

Перед отправкой конденсатор окрашивается: наружная поверхность крышек шаровой краской по I классу, все остальные поверхности по III классу (наружные — шаровой краской, а внутренние — краской АЛ-77).

Трудоемкость изготовления конденсатора типа 200-КЦС-2 в объеме, изложенном выше, составляет всего около 9200 норм-ч, из них сборка и сварка занимают примерно 70%.

Стоимость конденсаторных трубок из материала Л-68 — 1260 руб./м, а из МНЖ 5 — 1560 руб./м.

Из механических работ по конденсатору интересной является сверление отверстий для конденсаторных трубок в трубных досках и перегородках. Ранее эта работа производилась на радиально-сверлильных станках по разметке. В настоящее время на ЛМЗ эти отверстия просверливаются на станке с программным управлением Коломенского станкостроительного завода (рис. 15-3). Доски и перегородки устанавливаются вертикально, базой при этом является кромка вертикального разреза и сверление без разметки производится одновременно восемью горизонтальными шпинделями. При количестве трубок, входящем в современных конденсаторах (например, для турбины К 300-240) до 20 000 шт., применение таких станков вполне себя оправдывает.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

СБОРКА ТУРБИН



УЗЛОВАЯ СБОРКА ТУРБИН

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Узловой сборкой называется часть общего технологического процесса, непосредственно связанная со сборкой деталей в отдельные группы, независимые от других элементов машины, а общей сборкой — совместная сборка уже собранных отдельных узлов, в результате которой получается комплектная машина.

Конструкторское бюро завода, разрабатывая чертежи турбины, все изделие разбивает на ряд конструктивных групп-узлов, в которые входят детали, подлежащие в дальнейшем сборке в данный узел с обеспечением при этом необходимой технологической связи и последовательности сборочных операций. Таким образом, узел есть не только конструкторское понятие, но можно сказать, что основным признаком его является цельность и законченность технологической сборки узла и готовность к передаче его на общую сборку.

В процессе сборки отдельных узлов и машины в целом проходит ряд разнохарактерных процессов:

1) процесс сборки по сборке, т. е. соединение деталей или узлов друг с другом;

2) процессы вспомогательные, связанные со сборкой, например транспортные операции (по данным ЦСУ в машиностроении 15% рабочих от общего количества составляют транспортно-складские рабочие, что указывает на весьма большой объем этих операций);

3) процесс пригонки деталей.

Во всякой сборке при соединении деталей или узлов друг с другом проверяется взаимное расположение соприкасающихся поверхностей, при этом такая проверка иногда играет роль контрольной операции, а иногда

она проводится с целью дальнейшей проработки, т. е. обработка с процессом сборки.

В массовом и крупносерийном производстве, где требуется строгое соблюдение взаимозаменяемости и обработка деталей проводится с применением многочисленной специальной оснастки, пригоночные работы при сборке почти полностью отсутствуют. В турбостроении с его индивидуальным и частично мелкосерийным характером производства всякая сборка обычно сопровождается пригоножкой деталей, так как они поступают на сборку с механических участков цеха полностью не обработанные и доводятся на сборке слесарным путем. Снятие заусенцев, например, после фрезерования шпоночных пазов на крупном турбинном вале производится всегда ручной зачисткой, что при небольшой партии деталей и их больших габаритах является более выгодным, чем снятие их механическим путем на станке. Пригоночные работы в индивидуальном производстве неотделимы от сборки.

Таким образом, объем пригоночных работ связан с характером производства. В массовом производстве на сборку затрачивается только примерно 20% от общей трудоемкости механической обработки деталей, в то время как в турбостроении эта цифра доходит до 80—100%.

Пригоночные работы весьма трудоемки, объем их зависит не только от точности и чистоты обработки, но от соблюдения угловых соотношений в деталях (параллельности, перпендикулярности и т. п.).

Правильная организация заводского планирования, своевременное и комплексное обеспечение сборочных участков деталями способствует нормальной работе сборки. Разработанный и внедренный ЛМЗ метод комплексно-узлового планирования, когда все подразделения завода — конструкторское бюро, технологический отдел, заготовительные цехи, механические участки — обязаны подавать свою продукцию комплексно по узлам, заметно улучшил работу сборочных участков завода.

Дефекты технологии и чертежей обязательно обнаруживаются на сборке, как заключительном этапе изготовления турбины, и ликвидируются сборочным участком. Сборка является зеркалом, в котором отражается работа всего завода.

Технологическим процессом сборки узла или всей машины называется часть производственного процесса сборки, которая непосредственно связана с соединением отдельных деталей или узлов в данную сборочную единицу. Операцией технологического процесса сборки называется часть этого процесса, выполняемая над узлом одним рабочим (или бригадой рабочих) непрерывно и на одном рабочем месте.

Сборка узла или машины в целом начинается с установки на стенд или на сборочную площадку базовой детали, на которой происходит сборка прочих деталей.

При сборке намечаются опорные сборочные базы и проверочные. В качестве сборочных баз часто применяют стыковые поверхности, а проверочные базы служат только для выверки деталей. Например, при сборке ротора сборочными базами при насадке дисков на вал являются соответствующие цилиндрические поверхности вала и упорные кольца на валу. Центровка роторов при общей сборке турбины для получения плавной линии вала производится по полумуфтам, которые в данном случае являются проверочными базами.

Высокое качество сборки зависит от жесткости фундамента, на котором производится сборка. Поэтому основанием для сборочных площадок являются массивные чугунные плиты, уложенные на бетонный фундамент и имеющие пазы для крепления деталей, иногда сборка ведется на швеллерных балках, залитых в массивный бетонный фундамент (более

дешевая конструкция). Во всех случаях верхняя поверхность сборочной площадки должна быть строго горизонтальной, выверенной по уровню.

В турбостроении для сборки широко применяются монтажные центровочные линейки длиной до 7 м с набором точных призм, уровни завода «Геологоразведка», специальные динамометры и разного рода нормальные измерительные инструм: щупы, штихмасы, штангенциркули, микрометры, индикаторы и пр.

Для подъема таких ответственных деталей, как роторы, цилиндры, турбинные заводы поставляют специальные подъемные приспособления.

Технологический процесс сборочных работ в турбостроении включает в себе следующие основные этапы.

1. Предварительная слесарная обработка отдельных деталей, в которую входит припиловка и шабрение плоскостей, сверление и нарезание мелких отверстий, завертывание шпилек, очистка деталей от заусенцев, проведение гидравлических испытаний и т. п.

2. Промежуточная сборка сопряженных деталей в подгруппы, которые являются составной частью группы (узла).

3. Узловая сборка деталей с испытанием узлов. При этом производится и укомплектование узла деталями.

Под испытанием понимается, например, статическая балансировка набранного диска, динамическая балансировка ротора, гидравлическое испытание корпусов и т. п.

4. Общая сборка турбины на заводском стенде с подготовкой ее к испытаниям.

5. Испытание турбины на стенде как проверка правильности сборки с исправлением всех дефектов сборки, которые могут выявиться при данном испытании.

В общем, точность сборки высокая (даже небольшие отклонения при допускаемых больших напряжениях могут повести к аварии с машиной), поэтому квалификация слесарей-сборщиков должна быть также высокая.

Технолог, приступая к разработке технологического процесса узловой сборки, должен:

1) изучить групповой чертеж узла, детали, входящие в него, форму и размеры их, материалы, из которых они изготовлены;

2) выяснить условия работы данного узла в эксплуатации, роль при этом отдельных деталей узла, взаимную связь их поверхностей, точность сборки, базовые поверхности;

3) выяснить взаимосвязь и взаимодействие данного узла с сопряженными узлами в сборке и эксплуатации;

4) учесть жесткость и устойчивость опор узла, выяснить способы сборки и необходимое для этого оснащение.

ОБЛОПАЧИВАНИЕ РАБОЧИХ КОЛЕС

И РОТОРОВ

Требования, предъявляемые к наборке рабочих лопаток. На стр. 48 были разобраны условия работы турбинных лопаток в эксплуатации. Рабочие лопатки турбин находятся в тяжелых условиях, подвержены большим нагрузкам, находясь под действием больших центробежных сил, паровых (газовых) изгибов, сама нагрузка носит динамический характер. Дефекты облопачивания могут вызвать дополнительные напряжения, непредусмотренные конструкцией и расчетом, с последующей поломкой лопаток в эксплуатации. Статистика аварий с турбинами показывает, что лопаточный аппарат является одним из самых уязвимых

элементов турбины, с ним больше всего бывает неприятностей в эксплуатации. Поэтому все операции по облопачиванию — наборка лопаток, установка замковых лопаток, установка заклепок, обандаживание, пайка скрепляющей проволоки и пр. — являются серьезными слесарными работами, от правильного выполнения которых зависит надежная работа турбины. Все подготовительные работы по облопачиванию, самый процесс наборки лопаток требуют большой тщательности выполнения, обязательного соблюдения всех указаний чертежа облопачивания рабочих колес. Рабочий персонал, производящий наборку лопаток, должен обладать большим опытом, ясно представлять условия работы лопаток и понимать, к чему ведут отступления при наборке от чертежа, если таковые будут допущены. Все это важно еще и потому, что контроль некоторых операций при облопачивании, например установки замков, является затруднительным и вся ответственность за хорошее качество облопачивания в основном ложится на слесаря. Слесари-лопаточники должны регулярно повышать свою квалификацию в кружках технического минимума.

Основные требования, предъявляемые к наборке лопаток, сводятся к следующим.

1. Перед облопачиванием все лопатки данного рабочего колеса должны быть развешены.

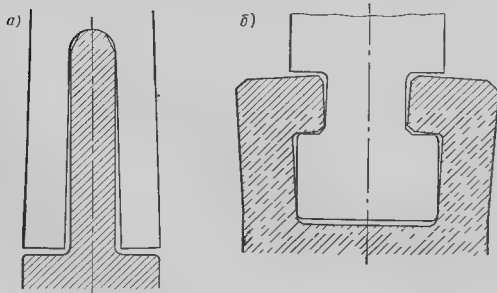
2. Лопатки набираются на колесо в соответствии с их развеской (в зависимости от длины лопаток по абсолютным весам или моментным); это позволит до минимума свести статический небаланс облопаченного колеса.

3. Хвосты лопаток в конструкциях, где они прилегают друг к другу, для получения максимально жесткой заделки лопаток на колесе плотно пригоняются одна к другой по краске; такая плотная насадка уменьшает разброс частот по вибрационным характеристикам и увеличивает надежность работы облопачивания.

4. В радиальном направлении лопатки при наборе должны плотно сидеть своими опорными поверхностями в диске. Радиальное перемещение лопаток от действия центробежных сил влияет на состояние динамической балансировки ротора и уменьшает плотность заделки лопаток.

5. При наборке лопаток не допускаются излишние натяги, которые могут вызвать дополнительные напряжения в лопатках или ободе диска не предусмотренные расчетом (рис. 16-1).

Рис. 16-1. Наборка лопаток с излишним натягом: а — деформация лопатки; б — деформация диска



6. Допускаются отклонения конца лопаток в тангенциальном направлении (т. е. в плоскости колеса) при их наборке от положения, указанного на чертеже (например, радиального) от $\pm 0,5$ мм (для коротких лопаток) до $\pm 2,0$ мм (для самых длинных). ХТГЗ разрешает отклонение только в сторону сгибки лопатки. Большие отклонения влекут за собой дополнительные напряжения от изгиба центробежными силами.

7. Допускаются отклонения конца лопаток при наборке в осевом направлении от торцевой плоскости лопаток от $\pm 0,2$ мм (для коротких лопаток) до $\pm 1,5$ мм (для длинных). Большие осевые отклонения лопаток вызывают их повышенный эрозионный износ в части низкого давления.

8. Отклонения по числу лопаток от чертежа не допускаются.

9. Замковые лопатки или вставные замки должны весьма тщательно пригоняться к соседним лопаткам и должны быть плотно посажены на место.

В практике эксплуатации паровых турбин были случаи выпадания замков и вылезания замковых лопаток в радиальном направлении.

10. При установке в ротор (диск) лопаток с торцовым хвостом типа, представленного на рис. 6-16, лопатка должна плотно прилегать нижней опорной поверхностью к пазу, а между верхними опорными поверхностями должен быть зазор (порядка 0,04—0,1 мм для разных размеров хвоста). Это требование относится к лопаткам, изготовленным из аустенитной стали и ротора из перлитной, и учитывает разные коэффициенты линейного расширения этих сталей. В случае применения лопаток и ротора из перлитной стали плотность прилегания при сборке может быть достигнута либо по верхней, либо по нижней опорным поверхностям. Прилегание по второй поверхности произойдет в работе благодаря деформации материала лопаток. Поэтому ЛМЗ, например, для своей газовой турбины ГТ-25-700-1 до установки стопорных пластинок после сборки лопаток допускает их качку в тангенциальном направлении от ± 2 до ± 5 мм, а в осевом — от $\pm 0,4$ до $\pm 0,8$ мм, при этом меньшие значения относятся к первым ступеням, большие — к последним. Знаки плюс и минус показывают отклонения лопатки от радиального положения, и замер производится по концам лопаток.

После установки стопорных пластинок допускаемые отклонения в тангенциальной плоскости от радиального положения разрешаются от $\pm 0,6$ до $\pm 1,5$ мм, аксиальные от $\pm 0,8$ до $\pm 1,4$ мм.

Для исключения применения больших усилий при наборке лопаток, могущих вызвать остаточные деформации хвоста лопатки или обода диска, разрешается употреблять молоток весом не более 300—400 г.

Подготовка к облопачиванию. Участок облопачивания, и в особенности то рабочее место, где в данный момент производится наборка лопаток, должен содержаться в чистоте. При наборке дисков в горизонтальном положении (например, с вилчатыми хвостами) на участке предусматривается установка чугунных круглых тумб высотой, обеспечивающей удобство при работе, при наборке дисков, набираемых в вертикальном состоянии (например, с Т-образным пазом) — специальные металлические стеллажи с деревянной оправкой, на которую надевается диск своим центральным отверстием. Наборка цельнокованых роторов производится в горизонтальном положении и для них устанавливаются соответствующие козлы. Специальные выколотки и оправки для сборки лопаток должны быть из цветных сплавов и находиться в хорошем состоянии, чтобы при ударах не выкрашивались.

Рабочий персонал участка облопачивания перед наборкой должен ознакомиться с чертежами, технологическим процессом и инструкциями

по наборке лопаток. Особое внимание обращается на определение соответствия при наборке стороны паровпуска (или паровыпуска) на лопатках и на диске во избежание наборки лопаток с неправильным направлением вращения.

Так как обычно диски и роторы облопачиваются и собираются на одном специализированном участке, грузоподъемность мостового крана выбирается из расчета транспортировки самых тяжелых роторов в собранном виде. Участок обеспечивается кантовальными приспособлениями для перестановки набранного диска из горизонтального в вертикальное положение, параллелями для статической балансировки набранных дисков, радиально-сверлильным станком для сверления, зенкерования и развертывания отверстий под заклепки для вильчатых хвостов, станками для пробивки отверстий в бандажных лентах и расклепки бандажных шпцов, плитой и аппаратурой для вибрационных испытаний облопаченных дисков и пр. Прибывающие на участок диски хранятся на специальных стеллажах, а лопатки - в кладовой участка облопачивания.

Перед тем как приступить к наборке лопаток на диск или цельнокованный ротор, контролер участка проверяет:

1) документацию по приемке дисков и лопаток, подлежащих облопачиванию;

2) наличие клейма на диске или роторе о приемке ОТК. Наружным осмотром проверяется чистота поверхностей дисков, отсутствие забоин, заусенцев и каких либо повреждений; при этом особое внимание обращается на посадочные места под лопатки;

3) по рабочим лопаткам проверяются также наличие клейм ОТК на них, развеска лопаток, комплектность их; просматривается чистота поверхностей лопаток, отсутствие забоин и заусенцев как на рабочей части лопаток, так и особенно на хвостовой (то же самое проверяется и по замковым лопаткам и промежуточным телам, если они входят в комплект лопаток);

4) контролируются размеры, комплектность, наличие клейм ОТК о приемке, чистота обработки бандажной ленты, скрепляющей и демпферной проволоки;

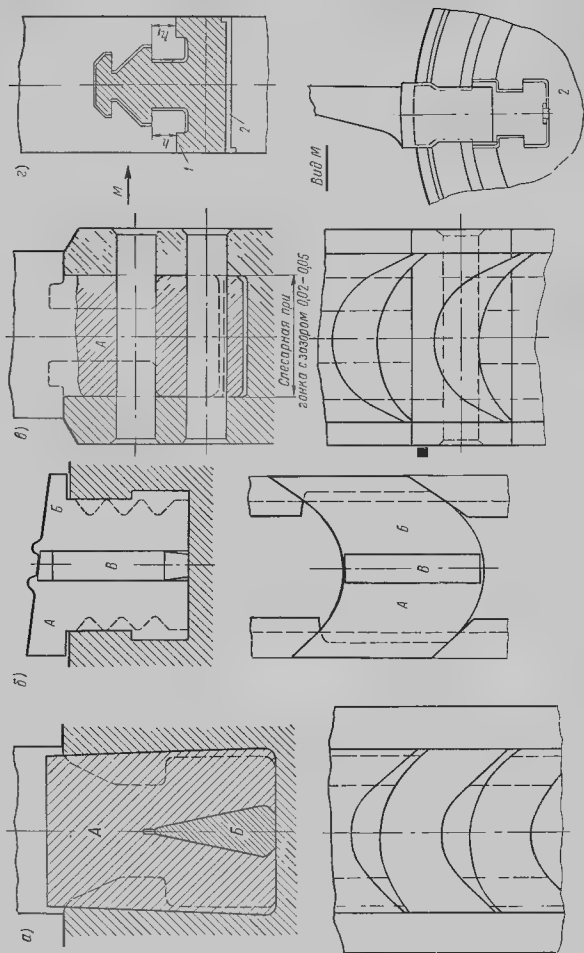
5) по заклепкам проверяется наличие пломб на пакетах, комплектность и размеры, чистота обработки, клеймо приемки ОТК и наличие клейма марки стали.

Одновременно при этом проверяется плотность посадки лопаток на ободе диска: они должны входить на посадочные места от легкого удара молотка по оправке.

В случае лопаток с Т-образным хвостом в диске выполняются два замковых паза для заводки лопаток. Эти пазы могут фрезероваться на механическом участке при обработке диска или ротора и тогда на участке облопачивания производится лишь припиловка и пригонка замковых пазов по шаблонам и пригонка к ним замковых лопаток. Для легких дисков замковые пазы иногда вырубаются по разметке на участке облопачивания, опиливается и пригоняются по шаблонам с проверкой по замковым лопаткам. Острые переходы в пазах, задиры, забоины не допускаются. Приемка готовых пазов производится ОТК.

На рис. 16-2 показаны наиболее часто применяемые конструкции замков разных заводов. Фирмой АЕГ применяется замок, состоящий из стального клина *Б* и вставки *А* (рис. 16-2, *а*) с прорезью из мягкой стали, которая загоняется на клин. Паз в диске в месте замка предварительно подрубается на конус. При осаживании вставки на клин она расходитесь и плотно заполняет вырубленный в диске паз. В конструкции ББЦ (рис. 16-2, *б*) замок состоит из двух половин *А* и *Б* с заплечиками и между

Рис. 16 2. Конструкции замков



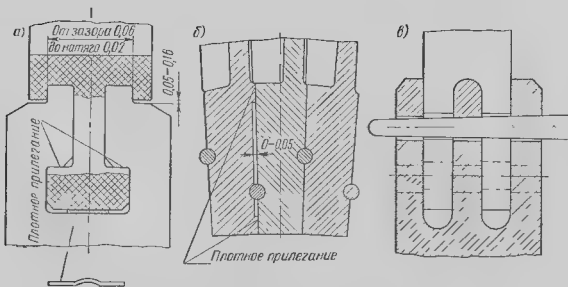
ними забивается вставка В. Для предохранения вставки от выпадания обе половинки замка сверху над вставкой расклепываются.

ЛМЗ (рис. 16-2, е) при Т-образном хвосте пригоняет замковую лопатку к пазу, устанавливает ее на место, просверливает в хвостовой части лопатки через щеки диска отверстия, в которые вставляются одна или две заклепки с последующей расклепкой. Оригинальный замок применяется ХТГЗ для своих рабочих лопаток с наружным грибовидным хвостом и верховой посадкой. В качестве замковой лопатки (рис. 16-2, з) применена обычная лопатка, укрепленная в диске при помощи промежуточной вставки, вставляемой в осевом направлении в торцовый вырез диска и имеющей опорную поверхность, равную толщине обода диска. Лопатки с боковым заводом, применяемые ХТГЗ в последних ступенях крупных турбин, устанавливаются каждая в свой паз с торца диска и для предотвращения вылета в осевом направлении крепятся с помощью стопора (рис. 16-7). Припиловка хвостов и пазов в этой конструкции не допускается.

Верховая посадка рабочих лопаток с вильчатым хвостом, применяемая ЛМЗ, НЗЛ и другими отечественными заводами, показана на рис. 5-2. Крепление этих лопаток на диске производится посредством заклепок, какой-либо специальный замок не требуется. Эта конструкция посадки при ремонте позволяет заменять любую лопатку без снятия других. Фирма ВБЦ для регулирующей ступени применяет лопатки, свариваемые друг с другом и с диском стыковым швом со сваркой насквозь (см. рис. 5-1, з). При ремонте и замене таких лопаток требуется проточка их и затем приварка новых.

Облапачивание дисков с Т-образным пазом (рис. 16-2, е). Паз диска для очистки от возможного загрязнения продувается сжатым воздухом. В него устанавливают медный упор на расстоянии 4—6 лопаток от замка для первой лопатки. Через замковые вырезы лопатки набираются согласно их маркировки по развесу с пригонкой торцовых поверхностей хвостовой части лопаток по краске, при этом припиловка производится по поверхности наружного конуса (со стороны спинки лопаток). Так как пригонка по всей поверхности соприкосновения лопаток очень сложна, добиваются плотного прилегания по краске, как это указано на рис. 16-3, а (заштриховано). В других местах прилегания соседних лопаток допускается зазор до 0,1 мм. При сборке рабочих лопаток с отдельными промежуточными телами пригонка производится только по соответствующим поверхностям промежуточных тел.

Рис. 16-3. Пригонка хвостов лопаток



Лопатки должны плотно прилегать в радиальном направлении к диску своими опорными поверхностями. Для этого каждая из них подклинивается под хвостовой частью куском ленты или проволокой из мягкой стали.

ЛМЗ на своих новых турбинах под каждую лопатку подкладывает ленточную пружинку из стали 65Г, как это показано на рис. 16-3, а, прижимая таким образом лопатку к диску в радиальном направлении. Такая подкладка уменьшает радиальное перемещение лопаток в работе при действии центробежных сил, способствует сохранению плотной наборки лопаток и большей стабильности динамической уравновешенности ротора в работе.

В случае наборки лопаток каждой со своим бандажом (т. е. не имеющих общего ленточного бандажка) необходимо предусматривать для возможности теплового расширения бандажей по окружности зазор между ними порядка 0,2—0,4 мм.

При наборке лопаток проверяются шаги по лопаткам, правильность установки лопаток в тангенциальном и осевом направлениях по специальным шаблонам и линейкам (рис. 16-4). Отклонения при этом не должны превышать норм, приведенных на стр. 254. Особенно важное значение имеет проверка установки лопаток в тангенциальном (радиальном) направлении, так как здесь могут обнаружиться отклонения сверх допустимого при фрезеровании радиального конуса лопаток в процессе их механической обработки, а также нарушение этого конуса при пригонке в процессе сборки. Самые небольшие отклонения в хвостовой части лопаток значительно меняют радиальное положение их, особенно длинных лопаток, у которых отклонения на периферии будут уже достаточно велики.

Если по чертежу предусмотрена установка скрепляющей или демпферной проволоки, то такая заводится в отверстие лопаток при их наборке по пакетам, состоящим из 8—10 лопаток (для скрепляющей проволоки). Проволока в отверстия должна входить свободно.

После наборки всех лопаток на диск в место для замка вставляют оправку из красной меди и забивают ее для уплотнения крайних лопаток. Затем по размерам вынутой оправки в тангенциальном направлении пригоняют замок или замковую лопатку А (рис. 16-2, в) при конструкции замка типа ЛМЗ с припуском 0,1—0,2 мм и с зазором в осевом направлении 0,02—0,05 мм.

Если в качестве замка применяется специальная вставка, а лопатки имеют отдельные промежуточные тела, то обе примыкающие к замку лопатки для большей надежности припаиваются серебряным

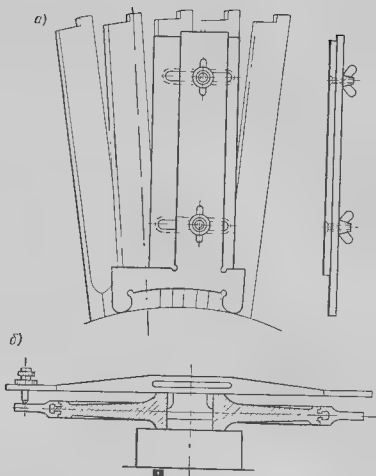


Рис. 16-4. Проверка положения лопаток на колесе: а — радиальной; б — аксиального

приписом к соседним промежуточным телам. Замки перед установкой на место смазываются ртутной мазью и сборка их производится в присутствии контролера ОТК. Максимально допустимое отклонение по шагу для замковой лопатки $+ 1,5$ мм. При креплении замковой лопатки посредством заклепки сверление, зенкерование и развертывание отверстия под заклепку производится совместно по разметке в диске и лопатке. Заклепка должна плотно входить в отверстие. В случае применения при длинных лопатках материала для заклепки 25Х2МФА (ЭИ10) на торце заклепки, как принято на ЛМЗ, выбивается клеем ЭИ10. Установка заклепки для таких замковых лопаток из другого материала пониженной прочности может повести к вылету замковой лопатки.

После расклепки головки заклепки опиливаются заподлицо с плоскостью обода диска.

Наборка лопаток с вильчатым хвостом (рис. 5 2, 6). Перед наборкой лопаток гребень диска продувается сжатым воздухом, путем предварительной установки нескольких лопаток проверяется, что отверстия в диске и лопатках создают необходимый натяг в радиальном направлении при помощи конических штифтов для обеспечения плотной посадки. Лопатки набираются пакетами в соответствии с маркировкой их развески.

Пригонка по краске на плотность прилегания одной лопатки к другой производится по хвостовой поверхности со стороны спинки. Добиваются плотности прилегания по концам хвоста (рис. 16 3, 6), допуская в средней части зазор между двумя соседними лопатками до $0,05$ мм.

При разработанных ЛМЗ допусках на гребень и на вильчатый хвост лопатки теоретические натяги и зазоры в разных плоскостях соприсноновения гребней могут быть: наибольший натяг $0,05$ мм, наибольший зазор $0,15$ мм. Действительные значения будут меньше указанных, вследствие чего припиловка лопаток при наборке по плоскостям гребней почти не требуется. Сегменты скрепляющей проволоки устанавливаются по мере наборки лопаток, последний сегмент проволоки устанавливается вместе с последним пакетом, при этом лопатки предварительно пригоняются по хвосту без вставленной проволоки. В зависимости от диаметра проволоки зазор в отверстиях допускается $0,4 - 0,5$ мм на диаметр, большая величина зазора не рекомендуется, так как вызывает повышенный расход серебряного припоя при пайке.

Для достижения плотной посадки лопаток на гребень диска до отказа в радиальном направлении в отверстия под заклепки в обоих рядах забиваются конические штифты из мягкой стали (чтобы не повредить лопатки и диск), и таким образом лопатки притягивают к диску (рис. 16 3, е). Эти же штифты временно крепят лопатки на диске до замены постоянными заклепками. При наборке лопаток постоянно проверяется их правильное положение в тангенциальном и аксиальном направлениях (см. рис. 16-4), отклонения не должны превышать норм, приведенных на стр. 251.

При механической обработке диска и лопаток отверстиям под заклепки дается припуск примерно 2 мм на диаметр для следующей после наборки совместной обработки их. Диск устанавливается на радиально-сверлильный станок, снимаются временные штифты внутреннего ряда и отверстия зенкеруются, развертываются и зенкуются фаски на диске под головку заклепок. После такой обработки отверстия должны быть совершенно гладкими с чистотой $\nabla 7$. Заклепки в этих отверстиях должны работать только на срез, не допускается ни смятие их, ни изгиб. Изготавливаются они по 2-му классу точности (по диаметру), подбираются по отверстиям и забиваются в них от легкого удара молотком весом до 400 г

с одинаковым усилием по всей длине. Заклепка не должна входить очень туго, так как при этом ее может «задрать» и при смене лопаток во время ремонта выемка ее будет весьма затруднительна. Она не должна входить и свободно, так как при этом не достигается надежное соединение лопаток с диском. Чистота обработки отверстия и установка заклепок, которая производится, не снимая диска со станка, принимается ОТК. Таким же образом поступают и с отверстиями наружного ряда.

Расклепка заклепок может производиться вручную или, как на ЛМЗ, путем их развальцовки на этом же радиально-сверлильном станке (рис. 16-5). В шпиндель станка вставляется оправка с двумя коническими вращающимися роликами. При нажиме вращающегося шпинделя вместе с оправкой на конические ролики последние развальцовывают материал заклепки, имеющей головку с буртиком по окружности. Головка другого конца заклепки соответствует фаске в отверстиях диска, и заклепка упирается в соответствующий упор, необходимый для восприятия усилия при развальцовке.

Таким образом, начиная со сверления отверстий и кончая развальцовкой заклепок, все операции производятся на одном и том же станке, что представляет большие удобства для работы.

Заклепки из стали 25Х2МФА после расклепки их на диске проверяются на ЛМЗ спектральным анализом на содержание молибдена, так как случайная установка заклепок из менее прочного материала может привести к вылету лопаток.

Наборка лопаток с грибовидным хвостом (рис. 16-2, г). ХТГЗ для сборки таких лопаток применяет следующую технологию. Неплотно лопатка прогоняется по венцу диска и в шести — восьми местах проверяется зазор между лопаткой и диском. При положительных результатах фрезеруются опорные поверхности 1 (рис. 16-2, г) одной из штатных лопаток, эта лопатка прогоняется по венцу, проверяются зазоры хвостового соединения и тангенциальное и радиальное положение лопатки. При фрезеровании опорных поверхностей штатных лопаток по результатам проверки первой лопатки грибовидным микрометром также проверяются размеры h и h_1 , разница которых не должна превышать 0,03 мм. Устанавливается медный упор вблизи замка, венец продувается сжатым воздухом и производится наборка лопаток через замок. Плотность прилегания хвостов лопаток между собой по ширине должна быть полная, внизу хвоста на высоте около 15 мм на глубине 5 мм допускается зазор



Рис. 16-5. Механизированная развальцовка заклепок

до 0,03 мм. Прилегание опорных поверхностей лопаток к сопряженным поверхностям дисков проверяется пластиной щупа толщиной 0,04—0,05 мм. Контрольная выборочная проверка производится по отпечаткам по краске на прилегающих плоскостях. Правильность тангенциального и радиального положения проверяется соответствующим шаблоном и линейкой, как показано на рис. 16-4

Вырез для замка, показанного на рис. 16-2, з, фрезеруется предварительно на механическом участке. Детали замка пригоняются в вырезе диска и по соседним лопаткам. После наборки лопаток и установки замковой лопатки под ее промежуточную вставку втугую заводится стопорная пластина 2 (рис. 16-2, з), концы которой отгибаются на диск. Назначение стопора — предохранять замковую лопатку вместе со вставкой от осевого перемещения. Для плотного прилегания лопаток с диском наружный стык их чекается бойком радиусом 4 мм.

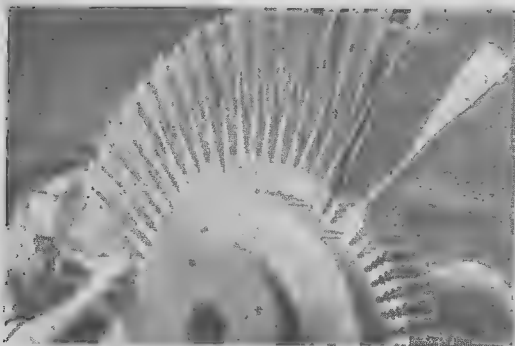
Наборка лопаток с двухопорным торцовым хвостом (рис. 16-6). Как было указано, такой хвост ЛМЗ применил для лопаток газовой турбины ГТ-25-700.

Наборка лопаток начинается с заводки их без стопорных пластин и демферной проволоки в пазы диска и припиловки торцовых поверхностей хвостов лопаток, исходя из допустимого несовпадения между торцом лопатки и торцом гребня обода диска 0,20 мм. Все лопатки нумеруются соответственно своим пазам. Установленные лопатки проверяются в отношении их качки в тангенциальном и осевом направлениях — допустимые отклонения приведены на стр. 254. Пригонка по профилю хвоста не производится.

Зазоры по профилю проверяются при отжатой лопатке к опорным поверхностям. Прилегание сопрягающихся опорных поверхностей без зазора проверяется по блеску.

Лопатки вынимаются и вторично набираются уже со стопорными пластинами, подкладываемыми под лопатки. Установка лопаток производится легкими ударами через медную выколотку. По наборке лопаток со стопорными пластинами проверяется их тангенциальное и радиальное положение, допустимые отклонения указаны на стр. 254.

Рис. 16-6. Наборка лопаток газовой турбины ГТ-25-700



Демпферная проволока в тех ступенях, где она предусмотрена конструкцией, набирается совместно с лопатками. Для предотвращения перемещения половин проволоки по дуге на каждый конец проволоки наваривается выступ высотой 2—3 мм.

По окончании облопачивания концы стопорных пластин отгибаются, суммарный зазор между отогнутыми концами и торцом диска не более 0,1 мм.

Наборка лопаток с торцовым елочным радиусным хвостом (рис. 16-7). Хвост такой конструкции ХТГЗ применяет для лопаток последних ступеней крупных паровых турбин. Лопатки заводятся предварительно без стопорных пластин каждая в свой паз. Никакой припиловки хвостов и пазов не допускается — конструкция и технология обработки их позволяют получить высокую точность изготовления и поэтому при наборке лопаток пригоночных работ не требуется. Лопатки расклиниваются к периферии и замеряются зазоры между лопаткой и дном паза. По этим замерам шлифуются стопорные пластины, лопатки вынимаются и снова набираются со своими стопорными пластинами. После загиба пластин концы их проверяются травлением на отсутствие трещин. Предусматривается проверка положения лопаток в тангенциальном и радиальном положениях.

Оббандаживание рабочих колес. Бандажные сегменты служат для связывания рабочих лопаток в пакеты и, следовательно, повышают их вибрационную жесткость, а также способствуют лучшей организации потока пара и уменьшению протечек его.

К изготовлению бандажных сегментов и установки их на место предъявляются следующие требования:

- 1) при разметке и пробивке отверстий в бандажах осевое смещение уплотнительных усиков в соседних сегментах не должно превышать 0,5 мм;
- 2) после пробивки или сверления отверстий в сегментах в них должны быть выполнены фаски по размерам чертежа (рис. 16-8);
- 3) бандажи должны надеваться на лопатки без значительных усилий, от легкого постукивания молотка;
- 4) прилегание бандажных сегментов к торцу лопаток должно быть плотное, наибольший допустимый зазор 0,1 мм;
- 5) зазор в стыках между отдельными сегментами выдерживается примерно 0,2—0,4 мм и разница в длине скосов κ (рис. 16-8) соседних сегментов не должна превышать 1 мм;
- 6) количество лопаток, приходящееся на один бандажный сегмент, должно соответствовать чертежу (обычно не меньше 6—7 лопаток);
- 7) при оббандаживании лопаток замки лопаток и замки бандажа должны находиться против середины бандажа;

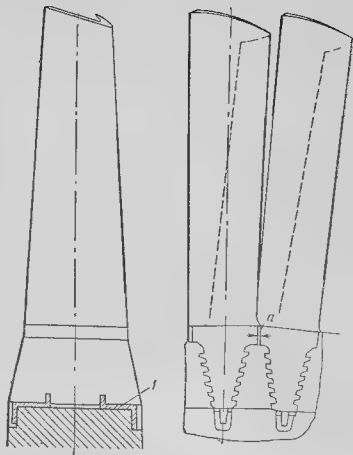


Рис. 16-7. Лопатка с торцовым радиусным хвостом:

1 — стопорная пластина, α — минимальный зазор 0,1 мм

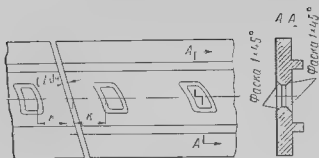


Рис. 16-8. Устан а заготовки бандажной ленты

8) так как бандажные сегменты для разных ступеней одной и той же турбины могут изготавливаться из разных марок стали (1X13, 2X13, 15X11МФ), при установке необходимо следить за соответствием их материала чертежу (на ЛМЗ бандажные сегменты из стали 15X11МФ клеймятся знаком 5Х);

9) окончательная проточка бандажей по ширине фасок, уплотнительных усиков производится на собранном роторе.

Бандажные сегменты по своей конструкции могут быть с радиальными уплотнительными усиками или гладкими. Заготовка для бандажей с усиками имеет форму, показанную на рис. 16-8, получаемую путем строжки с последующим загибом по дуге согласно чертежу.

К обандаживанию рабочего колеса приступают, когда облоачивание диска полностью закончено и установлен замок (если он предусмотрен конструкцией).

Первой операцией является разметка отверстий на сегментах под шипы лопаток. Производить такую разметку по чертежу не рекомендуется, так как в этом случае отверстия по своему шагу могут не подойти к лопаткам из-за тех отклонений, которые имеют концы лопаток в тангенциальном и аксиальном направлениях. Пробивка же отверстий с припуском (чтобы компенсировать эти отступления) недопустима, так как при этом уменьшается надежность расклепки шипов. Поэтому обычно бандажные сегменты накладывают на шипы лопаток на колесе и размечают на них расположение шипов, в том числе и фактический шаг их. Пробивка отверстий производится по этой разметке пуансоном соответствующего профиля.

В случае круглых отверстий таковые выполняются сверлением. При пробивке отверстий в углах их могут появиться надрывы и трещины, что отразится на прочности бандажа. Отсутствие трещин проверяется травлением.

Разметка бандажного сегмента может производиться путем снятия оттиска на ватмане с шипов и перенесения его на сегмент.

Размеченные бандажные сегменты поступают на пресс или сверлильный станок для получения отверстий, затем в прямых отверстиях зашлифовываются фаски с двух сторон по толщине размером $1-1,5 \text{ мм} \times 45^\circ$, а в круглых зенкуются. Фаски с внутренней стороны необходимы, чтобы при надевании бандажа на шипы не подрезать галтели шипов, что понизит их прочность. Фаски с наружной стороны делаются для расклепки шипа.

Если бандажные сегменты не имеют уплотнительных усиков, то они по толщине имеют небольшой припуск и после снятия фасок и рихтовки передаются на плоскошлифовальный станок с магнитным столом для шлифования их с двух сторон до чертежного размера. Во всех случаях производится травление бандажных сегментов для проверки отсутствия в них трещин. Гибка бандажных сегментов по дуге выполняется в специальных приспособлениях, после чего согласно маркировке они надеваются на шипы лопаток без значительных усилий, путем легких ударов молотка весом не более 300 г.

Зазор между сегментами и торцами лопатки не должен превышать 0,1 мм, зазоры по периметру шипа в отверстиях сегментов должны быть минимальные. Проверяются наличия зазоров между отдельными сег-

ментами для тепловых расширений (0,2—0,4 мм), в случае необходимости стыки опиливаются. Все требования к обандаживанию, приведенные выше, должны выполняться.

Расклепка шипов производится вручную ударами молотка весом не более 300 г через специальные чеканки, обеспечивающие образование заданной чертежом формы головки шипа. При этом необходимо внимательно следить за расслоением шипа или появлением в нем трещин. Головка шипа после расклеики должна заполнить фаски в отверстиях сегмента и выступать над ним примерно на 1 мм. Расклепка может производиться и на специальном станке механизированными ударами бойка, имеющим форму расклепанной головки шипа.

На рис. 16-9 показана станочная расклепка шипов на Калужском турбинном заводе.

Обандаженные отдельные рабочие колеса обрабатываются на карусельном станке по ширине бандажа для подготовки их к статической балансировке. Окончательная обработка бандажа по уплотнительным усикам производится в собранном виде на роторе.

Пайка бандажных сегментов, скрепляющей и бандажной проволоки. Скрепляющая проволока и бандажные сегменты (когда это требуется по условиям отстройки) припаиваются к лопаткам серебряным припоем. Демиферная проволока, разрезанная вдоль, заводится в отверстия лопаток плоскостью разреза вертикально и не припаивается для возможности трения ее о лопатки и между собой.

Пайка производится припоем марки ПСр45 по ОСТу 2982, имеющем наименьшую среди других серебряных припоев температуру плавления 720°С (соседние марки ПСр25 и ПСр65 имеют температуру 765 и 740°С). Применение припоя ПСр45 позволяет нагревать лопатки в месте пайки не выше 700—710°С и таким образом не влиять на структуру материала лопаток. Химический состав припоя ПСр45 следующий: 45 ± 0,3% серебра; 30 ± 0,5% меди; остальное — цинк; примеси свинца не более 0,3%. Поставляется припой в виде прутков, что делает удобным его применение, либо полосами.

Для получения доброкачественной пайки места спаев непосредственно перед работой должны быть тщательно очищены от грязи, пыли и пр. струей пара.

Для удобства пайки рабочее колесо, находящееся на козлах в вертикальном положении, поворачивается так, что лопатка, подлежащая пайке, находится в горизонтальном положении вогнутой поверхностью вверх (рис. 16-10). Нагрев лопатки и проволоки в месте их соединения производится ацетилено-кислородным пламенем

Рис. 16-9. Механизированная расклепка по лопаток на КТЗ



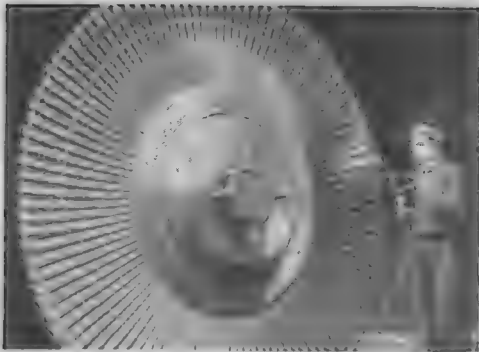


Рис. 16-10. Пайка скрепляющей проволоки

попеременно с выпуклой и вогнутой стороны лопатки. При достижении температуры места спая $350-400^{\circ}\text{C}$ вводится флюс в виде порошка составом: фтористый калий безводный 43% и борная кислота 57%. При нагреве флюс покрывает тонкой пленкой место пайки и предохраняет ее от окисления, способствуя хорошему плотному приставанию серебра к лопатке и проволоке. Нагрев продолжается до температуры $700-710^{\circ}\text{C}$, прутки припоя прижимаются к месту спая с вогнутой стороны лопатки, расплавляется и заполняет зазор между проволокой и отверстием. Чтобы не перегреть тонкие кромки лопаток, не следует пламя прямо направлять на них. При небольшом шаге лопаток также во избежание перегрева их пайку рекомендуется вести через лопатку. Пайка доверяется только дипломированным пайщикам.

После окончания пайки всего колеса остатки флюса смываются горячим паром из шланга и места пайки тщательно осматриваются и проверяются в отношении плотности приставания проволоки к лопатке и отсутствия трещин в пайке. Если пайка была произведена неудовлетворительно, то при вибрационном контроле такие пакеты покажут сниженную частоту колебаний и будут подлежать перепайке.

СТАТИЧЕСКАЯ БАЛАНСИРОВКА РАБОЧИХ КОЛЕС

Статическая балансировка рабочего колеса является последней заключительной операцией изготовления и сборки его, после нее, если по технологическому процессу не требуется вибрационного контроля, колесо поступает на сборку ротора. Статическая балансировка преследует цели устранения неуравновешенности колеса, возникающей вследствие смещения центра тяжести его по отношению к оси вращения, и, следовательно, исключения вибрации турбины по причине неуравновешенности деталей. В турбинных колесах это смещение центра тяжести может в основном происходить по двум причинам: из-за дефектов механической обработки диска и дефектов сборки лопаток. При механической обработке диска за радиальную технологическую базу принимается втулочное отверстие, что позволяет получить концентричность всех цилиндри-

ческих поверхностей диска по отношению к отверстию. Если при обработке диска на станке при различных кантовках будет нарушаться установка его по втулочному отверстию (что повлечет за собой нарушение concentричности), то в результате этого появится смещение центра тяжести и статическая неуравновешенность диска. Поэтому в некоторых технологических процессах на механическую обработку дисков вносятся операции контрольной статической балансировки их без лопаток для проверки правильности механической обработки.

Основными причинами статического небаланса рабочего колеса являются дефекты облопачивания; несоблюдение равных весов противоположных лопаток, бандажных и проволоочных сегментов, при длинных лопатках неправильное распределение масс по длине противоположных лопаток и т. п.

Статическая балансировка должна выявить местоположение небаланса и величину его и устранить этот небаланс. Устранение небаланса производится путем снятия излишнего объема металла, определяемого при статической балансировке, или, наоборот, подвешиванием с другой стороны соответствующего корректирующего груза. Последнее применяется очень редко, так как является неудобным по конструктивным условиям и представляет опасность для турбины вследствие возможного вылета груза. Удаление излишнего металла на колесе производится путем точения установленного диска на станке под углом к планшайбе, сверлением соответствующих отверстий и чаще всего снятием металла наждачным кругом без снятия колеса с уравнивающего приспособления.

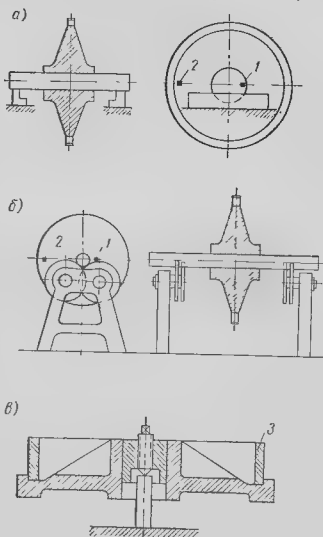
Применяются различные методы статической балансировки в зависимости от конструкции рабочего колеса и веса его. В турбинной практике в основном два метода балансировки: на горизонтальных параллелях и на вращающихся роликах (рис. 16-11, а, б) для турбин с осевым потоком пара, т. е. для рабочих колес, расположенных в турбине вертикально.

Для радиальных турбин типа Юнгстрема рабочие колеса уравниваются в горизонтальном положении на вертикально установленной и (рис. 16-11, в).

При статической балансировке рабочих колес с осевым потоком пара они катаются на параллелях или роликах, что дает возможность определить небаланс («тяжелое место»). Неуравновешенное колесо радиальной турбины, будучи поставлено на балансировочную иглу, теряет свое горизонтальное положение, что позволяет судить о месте небаланса. Прикрепляя груз с «легкой» стороны

Рис. 16-11. Статическая балансировка: а — на параллелях; б — на роликах; в — на игле.

1 — центр тяжести; 2 — корректирующий груз; 3 — балансируемый венец



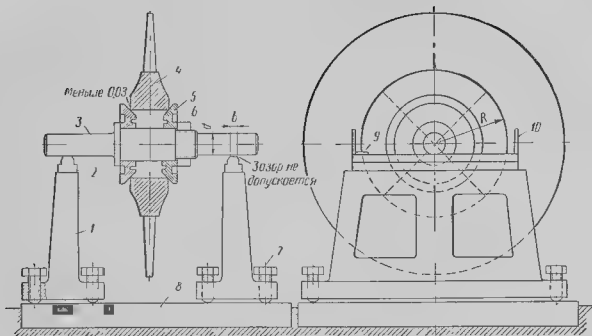


Рис. 16-12. Параллели для статической балансировки:

1 — чугунные стойки; 2 — призмы; 3 — оправка; 4 — балансируемый диск; 5 — конусные шайбы; 6 — гайка; 7 — установочные болты; 8 — чугунная плита; 9 — латунные подушки, 10 — упоры

или снимая металл с «тяжелой», добиваются строго горизонтального положения колеса, т. е. его уравновешенности.

Обычно статической балансировке подвергаются детали, диаметр которых превышает длину (маховики, шкивы, турбинные колеса, гребные винты, колеса вентиляторов и насосов и т. п.).

Опишем метод статической балансировки рабочих колес на горизонтальных параллелях, широко применяемый на наших отечественных турбостроительных заводах. Две горизонтальные призмы 2 (рис. 16-12) устанавливаются на двух тяжелых чугунных стойках 1, стоящих на чугунных плитах, залитых в бетон. Бетонный фундамент рассчитан на возможную максимальную нагрузку и изолирован от соседних фундаментов, чтобы никаких сотрясений извне от станков, мостового крана и прочего оборудования передаваться на балансирующее приспособление не могло. Чугунные стойки по плите могут раздвигаться для возможности уравновешивания деталей различных размеров по длине. Для правильного проведения балансировки необходимо, чтобы обе призмы находились на одном уровне в строго горизонтальном положении, это достигается регулировкой чугунных стоек по высоте при помощи болтов 7. Качество балансировки в большой степени зависит от состояния призм 2 и оправки 3, на которую насаживается рабочее колесо. Рабочая поверхность призм должна быть закалена и тщательно отшлифована. Шейки оправки, которыми она перекачивается по призмам, должны быть отшлифованы и иметь совершенно одинаковый диаметр, форма шеек строго цилиндрическая — биение оправки на станке по индикатору не должно превышать 0,01—0,015 мм. Длина призм выбирается равной $(2-2,5) \pi d$, где d — диаметр шейки, выбираемый по конструктивным соображениям. Ширина рабочей поверхности призм определяется по формул.

$$b = \frac{0,35 \cdot GE}{\sigma^2 d},$$

где G — вес, приходящийся на призму, в кг;

E — модуль упругости в кг/см^2 ;

σ — допускаемое напряжение на смятие в местах контакта (для закалиной поверхности $\sigma = 2 \cdot 10^4 - 3 \cdot 10^4$ кг/см²).

Практически величину b выбирают в зависимости от веса балансируемого рабочего колеса [40]

Вес рабочего колеса в кг	До 1000	1000	2000	2000	6000	Св. 6000
Ширина призмы в мм	3—6	7	10	10—30	»	50

Посадка рабочего колеса на оправку осуществляется разными способами. Наиболее употребительный — это посадка посредством двух конусных шайб 5, позволяющих одну оправку использовать для ряда колес с различным диаметром втулочного отверстия. Оправка с шайбами и крепящей гайкой должна быть предварительно тщательно статически уравновешена. Рабочее колесо на конусных шайбах должно сидеть без перекосов.

Порядок проведения статической балансировки следующий. В специальное приспособление для сборки устанавливается оправка вертикально, на нее насаживается конусная шайба, рабочее колесо, вторая конусная шайба и зажимается гайкой, при этом правильность сборки колеса с оправкой проверяется пластинкой щупа толщиной 0,03 мм, которая в посадочных местах на конусных шайбах проходить не должна.

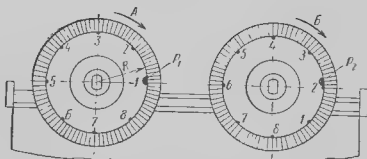
За рым, ввернутый на конце оправки, последняя вместе с рабочим колесом устанавливается в кантовальное приспособление и колесо кантуется в вертикальное положение. При помощи линейки, положенной на призмы, и уровня проверяется горизонтальность положения призм (допустимое отклонение 0,02 мм/м), рабочее колесо устанавливается на латунные подушки на концах призмы 9, рымы вывертываются из оправки, колесо с оправкой осторожно скатывается с латунных подушек на рабочие поверхности призм. Зазоры между шейками оправки и призмами не допускаются.

В случае явного небаланса рабочее колесо при катании по призмам будет постоянно останавливаться в одном положении, «тяжелым» местом вниз, и определение местоположения небаланса не представляет затруднений. Рассмотрим случай неявного небаланса. Окружность рабочего колеса размечается мелом на ряд равных частей, обычно на восемь, которые нумеруются мелом (рис. 16-13). Колесо поворачивается так, чтобы точка 1 была в горизонтальном положении, на радиусе R , где в дальнейшем будет сниматься металл, прикрепляют минимальный груз P_1 (в виде замочки или мастики), который необходим для поворота колеса с оправкой на малый угол порядка 20—30° в направлении по часовой стрелке. Груз P_1 снимается и записывается в таблицу. Колесо повертывается по часовой стрелке A в положение, в котором точка 2 будет находиться в горизонтальной плоскости, и опять путем прикрепления минимального груза P_2 , вызывающего поворот колеса на тот же самый угол 20—30°, определяют величину этого груза. Таким образом обходят все восемь точек, повертывая колесо все время в одном направлении по часовой стрелке.

Величина уравнивающего груза определится из равенства

$$Q = \frac{P_{\text{наиб}} - P_{\text{наим}}}{n}$$

Рис. 16-13. Уравнивание диска



Груз $P_{\text{наиб}}$ относится к самой «легкой», а $P_{\text{наим}}$ находится с другой «тяжелой» стороны. Величина фактического небаланса составит $M - QR$, где R — радиус расположения уравнивающего груза.

В зависимости от величины небаланса неуровновешенная масса снимается наждачным кругом, а при большом небалансе — точением на станке. Наждачным кругом при балансировке обычно снимается не более 200 г, это разрешается выполнять на самих параллелях, устанавливая при этом оправку с диском на латунные подушки и закрывая призмы и шейки для предохранения их от попадания наждачной пыли.

После снятия массы производится контрольная балансировка таким же способом. При этом остаточная величина неуровновешенного груза

$$Q' = \frac{P'_{\text{наиб}} - P'_{\text{наим}}}{2},$$

где $P_{\text{наиб}}$ и $P_{\text{наим}}$ — величины грузов в разных точках при контрольной балансировке.

Величина Q' должна быть равна или меньше допустимого значения, указанного на чертеже. Обе величины полученного неуровновешенного груза и допустимого сравниваются при расположении их на одном и том же радиусе (или сравниваются небалансы, как произведение грузов на радиус их расположения).

Допустимый небаланс, проставляемый на чертеже, ЛМЗ определяет из выражения

$$Q_0 = \frac{K \cdot \frac{\epsilon}{2}}{R},$$

где Q_0 — допустимый неуровновешивающий груз на радиусе R в кг;

K — вес диска в кг;

ϵ — удвоенный эксцентриситет между центром тяжести и осью вращения диска (условно принимается максимально допустимое радиальное биение диска, указываемое на чертеже).

Если неуровновешенная масса металла снимается на радиусе r , отличном от R , то величина ее пересчитывается в отношении $R : r$.

При подготовке к балансировке отсутствие шпонки в рабочем колесе компенсируется подвешиванием к колесу груза в виде замазки со стороны шпоночного паза величиной, равной половине веса шпонки, умноженного на отношение радиуса расположения шпоночного паза к радиусу прикрепления замазки.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ВИБРАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДЕЛОПАЧЕННЫХ ДИСКОВ

Эти испытания производятся для проверки вибрационных характеристик облопачивания дисков, подвергающихся настройке. Путем расчета и экспериментальных исследований пакетов лопаток в специальных оправках в лаборатории завода при создании новых рабочих лопаток производится их отстройка от опасных резонансных колебаний. В результате этой настройки определяются диаметры связывающей проволоки, количество рядов ее и расположение по высоте лопаток. После отработки все эти данные вносятся в рабочие чертежи облопачивания как конструктивные элементы лопаток.

При изготовлении лопаток для типовых турбин при наборке их на колесо могут быть производственные отступления, которые не всегда можно проследить, например плотность наборки лопаток по хвосту,

качество пайки скрепляющей проволоки и пр. **Определение частот собственных колебаний** пакетов на колесе путем осциллографирования позволяет сравнивать частоты фактических колебаний с установленными по чертежу и судить, таким образом, о качестве производственного облопачивания рабочих колес турбины. Вследствие этого операция вибрационных испытаний облопаченных дисков вносится в технологический процесс сборки дисков и является обязательной для исполнения.

Этим испытаниям подвергаются только достаточно длинные лопатки, в заводских инструкциях по вибрационной проверке указывается перечень ступеней для разных турбин, для пакетов лопаток которых необходимо производить эти испытания, и формы колебаний, на которые распространяются эти испытания.

Испытания производятся над полностью изготовленным диском и являются последней операцией перед сборкой диска на вал ротора.

Вибрационные производственные испытания облопаченных колес выполняются здесь же, на участке облопачивания. Участок снабжен необходимой аппаратурой для замера частот собственных колебаний. При определении частот первого и второго тонов тангенциальных колебаний и частот крутильных колебаний пакетов рабочее колесо ставится на плиту и лежит на ней свободно; при определении частот аксиальных колебаний колесо плотно прикрепляется болтами к плите. Определение частот первого тона тангенциальных колебаний низкочастотных лопаток (до 350 *период/сек*) производится при помощи катодного осциллографа методом свободных колебаний. Для высокочастотных лопаток (выше 350 *период/сек*) и частот всех остальных форм колебаний испытание проводится с помощью динамика, возбуждаемого от звукового генератора.

Приемка облопаченного диска производится по результатам испытаний частот первого тона тангенциальных колебаний. Если результаты испытания находятся в пределах норм конструкторского бюро, то вибрационные характеристики считаются удовлетворительными, и рабочее колесо допускается к сборке на ротор.

После испытания турбины на заводском стенде производится вторичное вибрационное испытание пакетов тех же лопаток на собранном роторе. В нормах конструкторского бюро приводятся допускаемые отклонения и для этой проверки.

Оформляется приемка вибрационных испытаний контрольным мастером в виде протокола вибрационных испытаний, в котором дается заключение о вибрационной годности облопаченного колеса. В случае отступления отдельных пакетов по частоте от норм конструкторского бюро производится перепайка скрепляющей проволоки или даже перелопачивание этих пакетов. Решения по этим отступлениям дает конструкторское бюро завода.

При применении демпферной проволоки вибрационные испытания по пакетам не могут производиться, проверяются отдельные лопатки на вибрацию путем закрепления ее по хвосту в тисках. Если результаты таких вибрационных проверок отдельных лопаток укладываются в нормы, то лопатки допускаются к сборке на диск.

СБОРКА РОТОРОВ

НАБОРКА ДЕТАЛЕЙ НА РОТОР

В гл. 7 были рассмотрены условия работы турбинных роторов в эксплуатации. Приведенные примеры аварий и неполадок с ними показывают, что от качества сборки в большой степени зависит нормальная и бесперебойная работа турбин в эксплуатации. Поэтому на разработку технологического процесса сборки ротора, на исполнение этого процесса и качество оборудования и оснащения, применяемого при сборке, следует обращать самое серьезное внимание.

Требования, предъявляемые к сборке ротора, следующие.

1. Все детали, насаживаемые на вал, должны сидеть с необходимыми согласно чертежу натягами вполне надежно и в то же время эти детали после насадки не должны создавать каких-либо дополнительных натягов и напряжений, вызванных или неправильным изготовлением деталей (например, несоосность шпоночных пазов вала и дисков), или дефектами, допущенными при сборке (например, перекос дисков при посадке). При действии в работе центробежных сил, осевых усилий, вибрации и температур пара (газа) надежность посадки деталей на вал не должна нарушаться.

При посадке рабочих колес с натягом он выбирается равным примерно $0,001-0,002$ от диаметра соответствующего участка вала, причем большая величина натяга относится к тяжелым последним дискам крупных паровых турбин. При насадке втулок наружных лабиринтовых уплотнений натяг принимается равным примерно $0,0008-0,0004$ от диаметра данного участка вала, при этом большие значения относятся к уплотнениям со стороны высокого давления вследствие более высоких температур, а меньшие — к стороне низкого давления. Для насадных сое-

длинительных муфт с конической и цилиндрической расточкой натяг составляет около 0,0005—0,001 от диаметра конца вала, а для насадных упорных дисков примерно 0,0003—0,0006 диаметра вала в месте посадки диска. Посадочные натяги выбираются с таким расчетом, чтобы они не вызывали больших напряжений и были бы ниже предела текучести материала детали при неподвижном роторе и при действии центробежных сил в работе оставался бы какой-то минимальный остаточный натяг вплоть до разгонного числа оборотов (до действия регулятора безопасности), не допускающий ослабления посадки деталей на валу. При неравномерном нагреве дисков и вала (что может быть при пуске турбины), когда диски прогреваются быстрее, чем вал, натяг также должен обеспечивать необходимое плотное соединение дисков с валом.

Приведенные выше относительные значения натягов носят ориентировочный характер, определяются они расчетом, и их значения (максимальные и минимальные) для каждой детали обязательно указываются на сборочном чертеже ротора.

2. В работе должно быть обеспечено свободное осевое тепловое расширение деталей ротора на валу, не вызывая при этом дополнительных напряжений из-за отсутствия осевых тепловых зазоров между дисками или изгиба ротора при одностороннем касании дисков по окружности ступиц из-за неравномерных величин теплового зазора, что, в свою очередь, приведет к динамической неуравновешенности ротора и нарушению спокойного хода турбины. Ориентировочное значение тепловых зазоров, которые должны быть выдержаны при сборке ротора, составляет примерно 0,15—0,25 мм и зависит от длины рассматриваемого участка вала (т. е. толщины ступицы диска). Для легких дисков с небольшими ступицами они могут быть и меньше указанных величин и, наоборот, для тяжелых дисков с массивными ступицами — превосходить их. Величины тепловых зазоров указываются на сборочном чертеже ротора.

3. При сборке ротора все осевые размеры, определяющие положение насаживаемых деталей на валу, должны выполняться по чертежу. Выполнение такого же требования по цилиндру позволит обеспечить чертежные зазоры во всей проточной части турбины.

4. Посадка отдельных деталей на вал должна осуществляться без каких-либо перекосов, задигов, должно быть полностью исключено попадание стружки между сопрягаемыми деталями. Все это обеспечит возможность разборки ротора при капитальных ремонтах его.

5. При проверке собранного ротора на токарном станке биение в осевом и радиальном направлениях по насадным деталям не должно превосходить следующих величин:

в радиальном направлении: а) по шейкам подшипников 0,01—0,02 мм; б) по наружным лабиринтовым насадным втулкам — 0,05 мм (при безвтулочном уплотнении 0,03 мм); в) по ступицам насадных дисков 0,08—0,1 мм (по участкам цельнокованого ротора между дисками 0,05 мм); г) по насадным соединительным муфтам 0,05 мм; д) по регулятору безопасности 0,10 мм;

в осевом направлении: а) по торцу насадного упорного диска 0,03 мм (для упорного диска, выточенного за одно целое с валом 0,015—0,02 мм); б) по торцу обода насадных дисков 0,10—0,15 мм (большие значения для тонких дисков), а по торцу обода дисков цельнокованого ротора 0,05 мм; в) по торцу присоединительных поверхностей насадных полумуфт 0,02—0,03 мм (для фланцев жестких муфт, выточенных заодно с валом 0,015—0,02 мм).

6. При закатке уплотнительной ленты и проволоки в безвтулочные наружные уплотнения лента должна выдерживать вырывающее усилие

в 30 кГ/см ленты (по данным ЛМЗ) или при усилии в 20 кГ, приложенном на длине 10 мм у стыка, уплотнительная лента не должна выходить из паза (по данным НЗЛ).

7. Ротор в сборе должен быть тщательно динамически отбалансирован для получения спокойного хода турбины.

Величина допустимого небаланса для каждого конца ротора указывается в групповом сборочном чертеже ротора или в заводских инструкциях по балансировке.

Определить величину допустимого небаланса можно по формуле $\Delta = \epsilon R \cdot \text{см}$, где ϵ — допустимая величина смещения центра тяжести вращающегося ротора в мк и R — вес ротора, приходящийся на один подшипник в кг.

Для малых и средних газовых турбин $\epsilon = 0,2 - 2,5$ мк, для турбин и вертолетов $\epsilon = 2 - 10$ мк [43].

8. Все детали, подлежащие насадке на вал, должны быть выполнены по чертежам, принятым ОТК с оформлением необходимой документации.

9. Необходимо стремиться к тому, чтобы в результате сборки ротора (хотя она и производится в условиях единичного производства) роторы однотипных турбин были бы взаимозаменяемыми. Выполнение этого требования зависит от точности механической обработки деталей ротора и сбор с о ротора в соответствии с размерами сборочного чертежа.

Соблюдение всех перечисленных условий обеспечивает высокое качество сборки ротора.

Процесс сборки ротора состоит из следующих основных этапов:

- 1) подготовки всех деталей, а также рабочего места к сборке;
- 2) сборки ротора;
- 3) проверки собранного ротора на токарном станке на биение и проведение его окончательной механической обработки;
- 4) динамической балансировки ротора.

Методы сборки роторов и подготовка деталей к сборке. Сборка ротора является очень ответственным процессом. Сложность его заключается в том, что, помимо обычных сборочных операций, здесь широко применяются прессовые посадки с натягом, требующие весьма тщательного выполнения.

Насадка деталей производится с их предварительным подогревом до необходимых температур.

Недогрев диска, попадание при посадке на сопрягаемые поверхности мелкой стружки, посадка с перекосом и пр. приводят к застреванию рабочего колеса на валу в неполюженном месте, требуют снятия его с вала с новым нагревом и вторичной посадки. В практике турбостроения известны случаи, когда вследствие задира вала при неаккуратной насадке рабочего колеса и невозможности его обратного снятия колесо стачивалось на токарном станке и заменялось новым.

Сам процесс нагрева рабочих колес под посадку даже при применении электрических способов нагрева должен быть равномерным во избежание создания больших температурных напряжений из-за неправильного прогрева детали.

Сборка ротора может производиться в горизонтальном или в вертикальном положении вала, последний метод в практике турбостроения применяется чаще.

При сборке ротора в горизонтальном положении на сборочном участке цеха должен находиться нестандартный пресс типа, показанного на рис. 17-1. Для вертикальной сборки (рис. 17-2) никакого специального нестандартного оборудования вроде прессы не требуется. приспособления

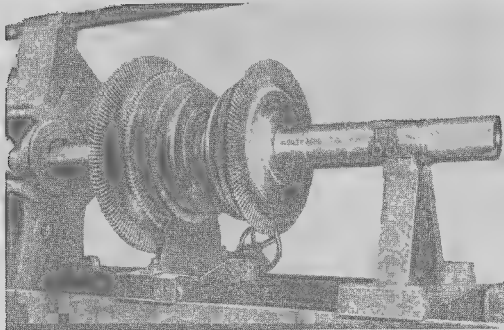


Рис. 17-1. Пресс для горизонтальной сборки роторов

для сборки достаточно просты и изготавливаются силами самих турбинных заводов. Недостатком вертикальной сборки является необходимость иметь большую высоту сборочного помещения, учитывающую длину ротора и высоту его подъема при каштовке из горизонтального положения в вертикальное и обратно. Высота расположения мостовых кранов (гака в верхнем положении) на участке сборки роторов в этом случае должны быть не менее двойной длины собираемого ротора. При горизонтальном способе не требуется высоких помещений.

Рис. 17-2. Сборка ротора в вертикальном положении

Хотя большинство заводов и предпочитает применять вертикальную наборку роторов, при соблюдении всех требований по сборке роторов хорошее качество сборки получается при том и другом способе сборки.

При любом методе наборки рабочих колес насадка их на вал после нагрева производится свободно, без применения каких-либо усилий. При охлаждении диска на валу обязательно плотное прилегание его в осевом направлении торцом со стороны упора в соответствующий упор на валу (о галтель или в специально врезанное кольцо), этим фиксируется правильное положение рабочего колеса на валу (см. рис. 19-5, продольный разрез паровой турбины К-200-130). При горизонтальном способе наборки дисков такое прижатие стороной упора достигается посредством нажима на диск плунжером прессы во все время остывания его на валу. При

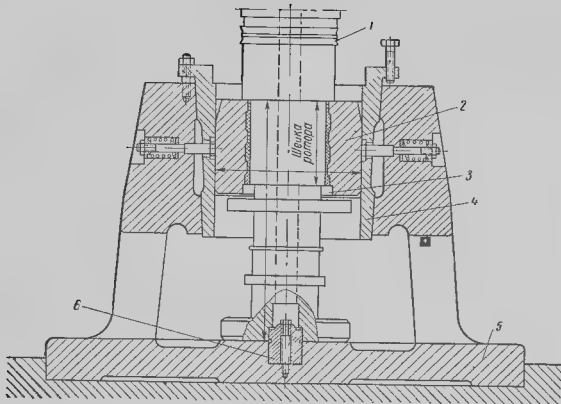


Рис. 17-3. Опорная пята:

1 — вал; 2 — втулка из двух половин; 3 — кольцо; 4 — вкладыш из двух половин, 5 — корпус; 6 — шпонка

вертикальной насадке, как показывает опыт, хотя рабочее колесо и прижимается к упору в начальный момент благодаря своему весу, не всегда получается требуемое соприкосновение и диск отходит от упора вверх. Происходит это вследствие неравномерного остывания ступицы колеса (например, большего охлаждения потоком воздуха с верхней стороны) либо из-за наличия некоторого конуса в расточке втулочного отверстия, что приводит к защемлению диска на валу не по всей длине, а например, только вначале со стороны, противоположной упору, т. е. верхней. При дальнейшем остывании колеса сокращение размеров ступицы колеса по длине происходит в сторону защемления и при полном остывании между ступицей диска и упором на валу появляется зазор, которого не должно быть по чертежу. Колесо на валу занимает неопределенное положение, не соответствующее чертежу. Во избежание этого при вертикальной сборке ротора при насадке рабочих колес в начальный момент после надевания (пока еще имеется радиальный зазор между валом и втулочным отверстием диска) ступицу диска со стороны упора охлаждают водой или воздухом. Быстрое охлаждение этой стороны диска вызывает его защемление на валу в этом месте, что позволяет получить плотное прилегание колеса к упору внизу, т. е. там, где это требуется по чертежу. Неправильное защемление его на валу также может быть и при горизонтальном способе насадки дисков. Нажим прессом в этот момент в сторону упора во все время остывания позволяет получить прилегание диска стороной упора к упору на валу.

Таким образом, действие прессом аналогично охлаждению диска снизу при вертикальной сборке.

Для сборки ротора в вертикальном положении применяется специальная опорная пята (рис. 17-3), устанавливаемая на бетонном основании. Иногда для уменьшения высоты помещения она устанавливается в яме глубиной 1,5—2 м. Конструкция пяты такова, что путем замены сменных частей с нею позволяет собирать роторы разных размеров. Ветеросе

гование по яту расс... наибольший вес ротора. Вал устанавливается в пята строго вертикально, для чего сама пята при ее монтаже выверяется так, чтобы ось ее была в вертикальном положении.

Для кантовки вала из горизонтального положения в вертикальное под сборку применяется кантовальное приспособление типа, изображенного на рис. 17-4.

В качестве рычага, ввертываемого в конец вала при его кантовке, используется приспособление, указанное на рис. 17-5. Сборочный участок должен быть обеспечен нагревательным устройством для нагрева рабочих колес и прочих деталей. Способы нагрева применяются самые различные: в кипящей воде при температуре до 100°C , газовыми горелками, в электрических печах и посредством электротрансформаторов. Наиболее удобным и простым является индукционный нагрев в электротрансформаторе. Так как нагрев в нем может происходить неравномерно, необходимо следить, чтобы разность температур между диском в разных местах не превосходила 50°C .

Нагрев диска обычно производится на двух ступенях мощности.

Для контроля за температурой детали в процессе нагрева вблизи нагревательных устройств устанавливаются самопишущие приборы для записи температур.

Измерение температур производится при помощи термометров, устанавливаемых в разные места диска.

Диаграмма нагрева диска в дальнейшем хранится в паспорте данной турбины.

В зависимости от способа сборки рабочие колеса нагреваются в горизонтальном положении при вертикальной сборке вала, и наоборот, поэтому электротрансформаторы изготавливаются с вертикальным или горизонтальным сердечником.

Перед сборкой ротора проверяется приемочная документация на все детали ротора — вал, диски, шпонки, лабиринтовые втулки, соединительные муфты и прочие детали, насаживаемые на вал, клеймение их, фактические основные размеры, определяющие натяги и тепловые осевые зазоры. Проверяются также размеры шпоночных пазов в дисках и на валу, и все замеры сопоставляются с чертежными размерами.

Так как допущенная ошибка в фактических размерах при механической обработке деталей и необнаруженная при сборке может снизить надежность ротора в работе, то на сборочном участке все сопряженные размеры дисков, вала, шпонок вторично проверяются, вносятся в формуляр сборки и только при совпадении размеров с чертежными разрешается приступить к сборке ротора. На рис. 17-6 показаны натяги и зазоры

Рис. 17-4. Кантовальное приспособление:

1 — вал; 2 — кантователь; 3 — бетонное основание с рельсами; 4 — тележка

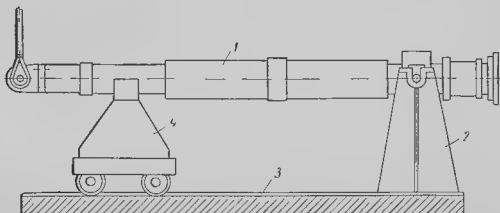


Рис. 17-5. Приспособление для подъема ротора в вертикальном положении

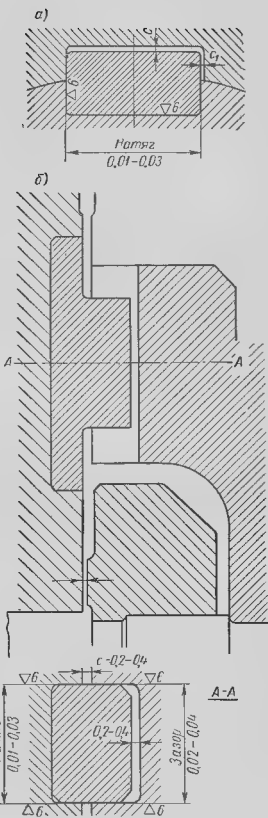
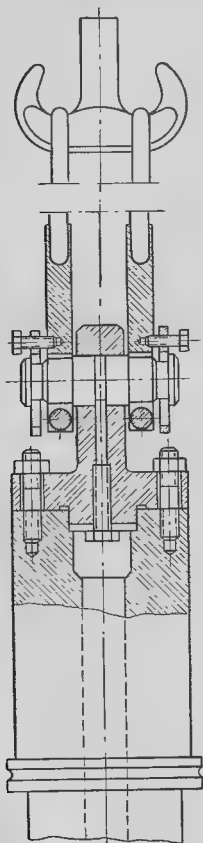


Рис. 17-6. Зазоры и натяги в шпоночных соединениях: а — осевые шпонки; б — радиальные ($c_1 = 0,17 - 0,37 \text{ мм}$)

в осевых и радиальных шпоночных соединениях в рабочих колесах крупных турбин ЛМЗ, при этом для осевых шпонок зазор с 0,25—0,70 мм принимается в зависимости от поперечного сечения шпонок.

Все детали тщательно осматриваются, обращается внимание на отсутствие забоин, вмятин, заусенцев, острых кромок и т. п., в особенности на посадочных местах. Проверяется качество обработки шпоночных пазов (отсутствие следов резца), фактические размеры радиусов галтелей в пазах, клеймение шпонок и соответствие их шпоночным пазам.

Все указанные проверки и осмотры производятся контролером и мастером сборочного участка цеха. Одновременно с проверкой деталей подготавливается и оборудование, на котором будет происходить сборка ротора, а также вся необходимая контрольная документация.

Все детали опорной пяты (рис. 17-3) (нижняя шпонка, втулка из двух половин, вкладыш и пр.) очищаются от грязи и шли, тщательно протираются и подготавливаются к установке. Вал строится за специальный рым (рис. 17-5), кантуется в вертикальное положение (рис. 17-4), на него надевается вкладыш из двух половин и закрепляется, вал устанавливается в опорную пятую и выверяется его вертикальное положение. Допустимый уклон по вертикали в пределах 0,1 мм на 1000 мм. После выверки вал закрепляется в пяте, проверяются площадки для обслуживания ротора при сборке путем их перемещения по высоте и в горизонтальной плоскости, и установка таким образом готова к сборке.

При сборке ротора на горизонтальном прессе Шоу в соответствии с размером ротора и номером насаживаемого диска в осевом направлении устанавливается подвижная упорная стойка (слева на рис. 17-1) и подвижная поддерживающая стойка (средняя на рисунке). Вал укладывается на опорные стойки шпонкой вверх, подводится левая упорная стойка, и вал центрируется по отверстию в ней путем регулировки болтами на средней опорной стойке. При этом торцовая поверхность шайбы упорной стойки должна быть перпендикулярна к оси вала. Этим достигается отсутствие перекосов рабочего колеса по отношению к валу в процессе сборки. Вал должен находиться в строго горизонтальном положении. Пускается электродвигатель и проверяется перемещение плунжера насоса (справа, на рисунке не видно), который и упирает вал насаживаемым диском в левую упорную стойку. Этим заканчивается подготовка оборудования при горизонтальной сборке ротора.

Насадка рабочих колес на вал. Перед нагревом диска под насадку на вал проверяется работа термомпар, гальванометров, самопишущего прибора и терморегулятора. Термомпары обычно устанавливаются в количестве трех штук: две с торца ступицы, одна против другой, и третья на полотно диска примерно на расстоянии около 5 мм от наружного обода диска. На диаграммной ленте самописца отмечается номер заказа, номер ступени, тип турбины, номера термомпар и дата производства работ.

Рассмотрим процесс насадки рабочих колес при вертикальном положении вала. Диск захватывается специальным приспособлением (рис. 17-7) для подъема его, устанавливается горизонтально в электротрансформатор центрально по отношению к его сердечнику. Нагрев в течение 10—20 мин производится на медленном режиме, и затем печь переключается на вторую ступень нагрева. В течение всего времени нагрева ведется тщательное наблюдение за температурами рабочего колеса, его равномерным прогревом. В случае, если температура обода и ступицы будет иметь разницу 50° С, то электротрансформатор отключается на время, пока эта разность не уменьшится до 5—15° С, и только после этого разрешается продолжать его дальнейший нагрев. Нагрев рабочих колес первых ступеней (более легких) производится до температуры 170—200° С, последних 2—3

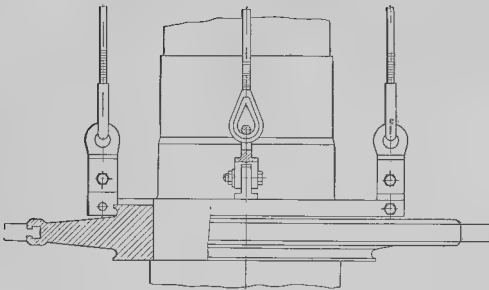


Рис. 17-7. Приспособление для подъема рабочих колес

наиболее массивных колес — до 260°C , а для турбины К-300-240 еще выше. В зависимости от размеров диска нагрев длится 1,5—2,5 ч, а для последнего колеса, например турбины К-300-240, доходит до 5 ч. Температура нагрева рабочего колеса зависит от величины натяга, с которым диск насаживается на вал, и диаметра втулочного отверстия.

Для обеспечения свободного надевания рабочего колеса на вал необходимо дополнительно расширить диаметр втулочного отверстия при нагреве еще на величину порядка 0,3—0,4 мм. Таким образом, нагрев колеса можно считать законченным, когда диаметр его втулочного отверстия будет равен диаметру вала в месте посадки данного диска $+ (0,3 \div 0,4) \text{ мм}$.

Температура, до которой следует нагреть рабочее колесо, определяется из следующего уравнения:

$$tD_{p.k}\alpha = \Delta + b,$$

откуда

$$t = \frac{\Delta + b}{D_{p.k}\alpha},$$

где t — температура нагрева в $^{\circ}\text{C}$;

$D_{p.k}$ — диаметр втулочного отверстия рабочего колеса в мм;

α — коэффициент линейного расширения металла диска (для стали 34ХНЗМ $\alpha = 11,6 \cdot 10^{-6}$);

Δ — величина посадочного натяга колеса на валу в мм;

b — зазор по диаметру, принимаемый равным $0,3 \div 0,4 \text{ мм}$.

Температура нагрева диска указывается в сборочном чертеже ротора или в заводских инструкциях по сборке роторов.

При достижении рабочим колесом требуемой температуры электро-трансформатор от сети отключается, термопары снимаются и колесо крапом вынимается из печи. Контролер БТК замеряет штангасом диаметр втулочного отверстия колеса и, только убедившись в том, что диаметр отверстия расширился на 0,3—0,4 мм больше диаметра вала, дает разрешение на посадку колеса на вал.

Предварительно посадочное место вала тщательно протирается и смазывается тонким слоем ртутной мази для уменьшения трения колеса о вал при его надевании, а также для уменьшения ржавления и пригорания сопряженных мест диска и вала и, следовательно, облегчения снятия его с вала при последующих ремонтах ротора. На вал устанавливается

осевого шпонка (согласно маркировке), рабочее колесо поднимается, вывернется при помощи талрепов в горизонтальное положение (рис. 17-7), заводится на вал, центрируется по шпонке и колесо под действием собственного веса свободно опускается до упора. Находящиеся на площадках около вала двое рабочих направляют диск по валу.

Для обеспечения защемления рабочего колеса в начальный момент у упорного бурта (или кольца) вала на ступицу колеса с нижней его стороны надевается приспособление для охлаждения (рис. 17-8) и эта часть ступицы охлаждается воздухом.

После остывания рабочего колеса до температуры 40—50° С проверяется правильность посадки его на вал: замеряются удлиненным щупом тепловые зазоры в четырех диаметрально противоположных точках между торцом ступицы колеса и смежными, ранее насаженными деталями и зазоры в шпоночном соединении. Результаты замеров должны соответствовать приведенным выше нормам.

Если при этой проверке обнаруживается перекос диска на валу, то он уточняется при помощи специального индикаторного приспособления (рис. 17-9), состоящего из хомута и индикатора. Проверка производится по ободу колеса, где возможный перекос легче всего замерить. Эта проверка может производиться и посредством штихмаса, замеряя размер между ободами двух насаженных дисков. Допускаемое отклонение при этом контроле для массивных дисков с диаметром по ободу до 1200 мм не более 0,2 мм, а для тонких дисков может доходить и до 0,5 мм. Все результаты проверки заносятся в формуляр и хранятся в паспорте турбины.

Насадку последующих деталей можно производить только после остывания вала до температуры примерно 50° С и ниже, так как нагретый вал имеет увеличенный диаметр, что потребует нагрева следующей насаживаемой детали до слишком высокой температуры. Если по ходу сборки требуется установить на вал упорное кольцо, то для определения ширины его d (рис. 17-10) замеряется ширина канавки на валу a , расстояние от края канавки до торца уже насаженного диска b и, зная по чертежу величину теплового зазора c , получаем, что $d = a + b - c$. Упорное кольцо протачивается на станке до размера d , разрезается пополам, зачищается и закладывается в выточку вала перед насадкой следующего диска. Посадка следующего колеса производится подобно описанному.

Кроме рабочих колес, в зависимости от конструкции ротора на вал насаживаются втулки лабиринтовых уплотнений, маслозащитные кольца, упорный диск, соединительная муфта и прочие детали. Процесс насадки их остается тот же, что и для рабочих колес, но натяги имеют меньшие значения и поэтому температура нагрева их меньше.

При горизонтальном способе сборки ротора характер и порядок операций принципиально

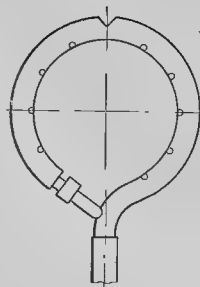
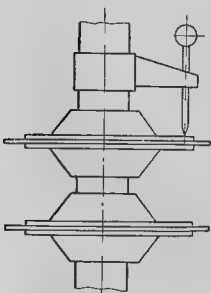


Рис. 17-8. Приспособление для охлаждения дисков

Рис. 17-9. Индикаторное приспособление



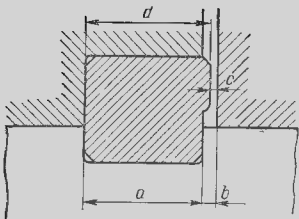


Рис. 17-10. Упорное кольцо

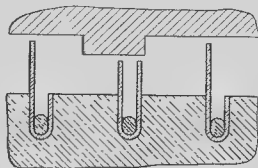
диск заводится на вал краном, направляется двумя слесарями по осевой шпонке и доводится до упора. Упорная стойка передвигается вправо до диска, стопорится от осевого перемещения при помощи закладываемых в продольные туги колец. Пускается в ход насосная установка, плунжер упирается в правый торец вала и надвигает его с усилием в 20 т до упора застопоренной левой стойки таким образом, что насаживаемый диск будет прижат к упору на валу. Диск в прижатом положении (под давлением прессы) должен находиться в зависимости от размеров 25–45 мин, пока его надежно не прихватит с валом со стороны упора. Следующий диск насаживается после остывания вала примерно до 50°С, и весь процесс полностью повторяется.

Сборка ротора низкого давления турбины К-300-240, производимая на ЛМЗ в вертикальном положении, требует примерно 40 ч.

Некоторые заводы, например НЗЛ, при насадке деталей на консольные роторы вместо нагрева насаживаемой детали применяют искусственное охлаждение вала в среде жидкого азота. Подвергаемые охлаждению поверхности предварительно очищаются и промываются бензином. Азотом заполняется сосуд с двойными стенками, выполненный из кровельного железа; пространство между стенками заполняется каким-либо изолирующим материалом. Конец вала охлаждается в этом сосуде, насадка легких деталей — втулок и муфт — производится в горизонтальном положении, а рабочие колеса насаживаются при вертикальном положении вала. Требуется соблюдение правил по технике безопасности во избежание обмороживания.

Наборка уплотнительных колец при безвтулочном уплотнении. При безвтулочных наружных лабиринтовых уплотнениях часто применяется как более надежная конструкция уплотнений в виде колец усиков, ввальцовываемых в выточенные на валу канавки (рис. 17-11). Опыт эксплуатации паровых турбин высокого давления, работающих при температуре свежего пара 500°С, выявил частый выход из строя насадных лабиринтовых втулок переднего наружного уплотнения. Одной из основных причин поврежденных втулок были высокие температуры пара, вызывавшие ослабление втулок на валу и приводившие к задеваниям о неподвижные уплотнительные кольца, к трению, нагреву вследствие трения и последующему разру-

Рис. 17-11. Завальцовка уплотнительных колец на валу



шению. Ослабление втулок происходило через достаточно длительный промежуток времени. В паровых турбинах нормального давления с параметрами свежего пара 29 атм и 400°С, изготовлявшихся ЛМЗ до Великой Отечественной войны, случаев аварий с передними насадными втулками не было, что подтверждает высказанное предположение о влиянии температуры пара выше 400°С на ослабление втулок.

Иногда в турбинах высокого давления повреждение втулок наблюдалось и через очень короткие сроки работы турбины, вызванные дополнительными неблагоприятными условиями их эксплуатации. Например, при быстрой остановке турбины со срывом вакуума холодный воздух, проникавший внутрь турбины через наружные уплотнения, сильно охлаждал передние лабиринтовые втулки при еще горячем вале. Такое охлаждение втулок вызывало увеличение посадочных натягов их на валу, напряжение в материале втулок превосходило предел текучести его, и происходило ослабление втулок на валу. При новом пуске турбины с ослабленными втулками последние задевали за неподвижные кольца, нагревались из-за трения, расширялись по диаметру, что вызывало еще большее задевание и нагрев и приводило к разрушению втулок. ЛМЗ на этих турбинах путем замены материала лабиринтовых втулок 25НЗ более крипоустойчивым 25Х2МФА, увеличением посадочных натягов и радиальных зазоров в передних втулках исключил причины аварий, и дальнейшие повреждения втулок прекратились.

На своих новых типах паровых турбин (К-200-130, К-300-240) ЛМЗ отказался от насадных лабиринтовых втулок и применил безвтулочную конструкцию уплотнений. При этом в турбине К-300-240 на роторах высокого и среднего давлений в местах под наружные уплотнения в соответствующие выточенные на валу канавки ввальцовываются уплотнительные кольца в виде тонких усиков толщиной около 0,3 мм, выполненных из материала 1Х18Н9Т. Удерживаются эти кольца в канавках от вылета при действии центробежных сил расчеканенной проволокой диаметром около 1,6 мм из стали 1Х13.

Изготовление «усиков» производится на специальном станке. Широкая лента из стали 1Х18Н9Т разрезается на этом станке на узкие полосы и затем на этом же станке с другой стороны узкая полоса вставляется в первую пару роликов, где при их вращении получает предварительную форму профиля усиков и сразу же поступает на вторую пару роликов, сочетание формы которых дает усикам окончательный профиль. Так как при изготовлении усиков получается наклеп, то полученная бухта усиков подвергается термической обработке: нагрев до температуры 800—850°С, выдержка при этой температуре 1 ч и охлаждение на воздухе. После термообработки бухта разрезается на отдельные кольца необходимой длины.

Завальцовка таких уплотнений на валу ротора производится на токарном станке при сборке ротора, и поэтому эта операция предусматривается в технологическом процессе и механическую обработку собранного ротора.

Технология завальцовки усиков на валу ротора турбины следующая: в канавку на валу вставляется усик, а внутри его на расстоянии 20—30 мм от начала усика — проволока и расчеканивается вручную на длине около 15—20 мм. Дальнейшая завальцовка усиков и проволоки производится при помощи специального приспособления с роликом на конце, закрепляемого в резцедержателе суппорта станка. Завальцовка происходит с усилием в 200—250 кг, и приспособление с роликом устроено так, что ролик связан непосредственно с пружиной приспособления, заранее оттарированной. Перед завальцовкой производится подача суппорта станка

на величину, соответствующую требуемому усилию вальцовки, что видно на шкале приспособления, при этом происходит сжатие пружины в приспособлении. Усилие сжатой пружины передается на ролик, устанавливаемый точно по центру проволоки. Число оборотов ротора при вальцовке 1 об/мин. Вальцовку при вращении ротора прекращают, когда ротор не доходит до начала завальцовки на 80—90 мм, проволока отрезается и вальцовка проводится до конца (до стыка). Повторную прокатку роликом уже завальцованной проволоки производить не следует, так как при этом проволока вытягивается и прочность завальцовки лучше не будет.

Во избежание выскакивания в эксплуатации турбины усика и проволоки некоторые заводы после завальцовки проводят обкатку края канавки роликом, что повышает надежность крепления уплотнения на валу, или канавки на роторе выполняются с некоторым конусом. Стыки уплотнений в соседних канавках смещают, чтобы они не приходились друг против друга. Больше одного стыка в канавке не допускается. Проверка качества завальцовки проволоки и усиков производится путем вырывания их из канавки с усилием в 30 кг/см усика (по нормам ЛМЗ) или усилием в 20 кг, приложенным на длине 1 см у стыка уплотнительного кольца (по данным НЗЛ). Результаты испытания считаются удовлетворительными, если уплотнительная лента усика осталась на своем месте.

Так как уплотнительные усики при изготовлении сделаны с некоторым припуском, то по окончании завальцовки всех уплотнений производится их проточка на станке до требуемого диаметра, при этом скорость резания 4—6 м/мин и подача 0,04—0,08 мм/об.

Операция по завальцовке уплотнительных лент на валу производится после облопачивания цельнокованого ротора. На комбинированном роторе с насадными дисками вальцовку уплотнений в его задней части производят после сборки лопаток на цельнокованой части, но до насадки последних дисков (в противном случае ротор не встанет на станок). Такой порядок работ предохраняет уплотнительные усики от возможных повреждений.

Такие уплотнения, завальцованные на валу, широко применяются нашими заводами и при изготовлении газовых турбин. Стопорная чеканная проволока применяется круглого или эллиптического сечения. Преимущества такого уплотнения заключаются в том, что при касании и нагреве усиков они быстро охлаждаются вследствие малой толщины и не передают нагрева на вал и, следовательно, предохраняют его от погиба.

МЕХАНИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА СОБРАННОГО РОТОРА

По окончании сборки ротора производится его окончательная механическая обработка и проверка на биение. В зависимости от конструкции ротора и его размеров эта работа выполняется: на роторах ВД мощных турбин после полностью законченной сборки, на роторах среднего и низкого давлений таких же турбин при сборке в такой степени, которая позволяет установить ротор на токарный станок с максимальной высотой центров, имеющийся на данном предприятии. В этом случае окончательная обработка производится после полной сборки на горизонтально-расточном станке.

В объем механической обработки, производимой на токарном станке, входит проточка профильного бацдажа с уплотнительными усиками, осевых уплотнений в хвостовой части рабочих лопаток, уплотнительных усиков на валу (если такая конструкция предусматривается чертежом), поясков на соединительной муфте для центровки в дальнейшем роторов по полумуфтам и контрольная проверка на биение в осевом и радиальном

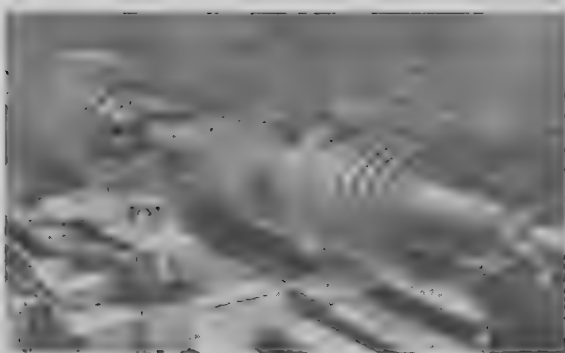


Рис. 17-12. Совместная проверка роторов высокого и среднего давлений турбины К-300-240 ЛМЗ на токарном станке

направлениях как насадных деталей, так и по цельнокованой части ротора. Результаты проверки должны находиться в пределах норм, приведенных на стр. 269.

Если размеры токарного станка не позволяют провести на нем окончательную механическую обработку и проверку на бие, то эта операция производится на горизонтально-расточном станке. Ротор устанавливается в люнет, поджимается центром, поводковым устройством соединяется со шпинделем станка и к нему приставляется подставной суппорт с проверкой его на перпендикулярность к оси ротора (точность по индикатору до 0,03 мм). Все результаты проверки на станке заносятся в формуляр ротора, который хранится в паспорте турбины.

На рис. 17-12 показана совместная проверка роторов высокого и среднего давлений турбины К-300-240 ЛМЗ на токарном станке (роторы соединены жесткой муфтой).

ДИНАМИЧЕСКАЯ БАЛАНСИРОВКА РОТОРОВ

Возникающие инерционные силы неуравновешенных вращающихся деталей дают дополнительную нагрузку на подшипники, являются причиной вибрации турбины и способствуют «разбалтыванию» самой турбины и фундамента под ней. Известно, что вращающееся тело не оказывает никакого возмущающего действия на опоры, если ось вращения совпадает с одной из главных осей инерции тела [45]. В процессе изготовления машины соблюсти это условие невозможно, так как всегда имеется неправильность в распределении масс вследствие неточности геометрических размеров. В результате этого в машине возникают различные возмущающие силы, вызывающие ее колебания. Особенно велики могут быть эти неуравновешенные центробежные силы в машинах, имеющих большие скорости вращения. Например, в турбине, работающей с числом оборотов в минуту, равным 3000, неуравновешенность в 0,5 кг, расположенная на радиусе 0,4 м, вызывает возмущающую центробежную силу, равную примерно 2000 кг.

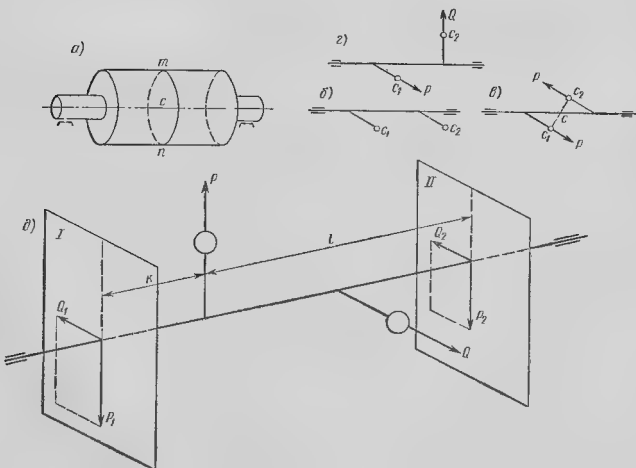
Для устранения этих колебаний и получения спокойного хода машины необходимо произвести уравнивание ее вращающихся частей. Чтобы пояснить различные виды неуравновешенности, рассмотрим вращающееся тело, показанное на рис. 17-13, а. Представим себе это тело, разделенное плоскостью $m-n$ на две части. Могут быть три типовых случая неуравновешенности [45].

1. Центры тяжести обеих частей лежат в одной плоскости, проходящей через ось вращения тела, и расположены по одну сторону этой оси (рис. 17-13, б). В этом случае центр тяжести C всего тела также будет находиться в этой же плоскости на определенном расстоянии от оси вращения. Этот случай называется статической неуравновешенностью и может быть обнаружен при катании такого тела на горизонтальных параллелях: тело займет такое положение, что центр тяжести его всегда будет находиться внизу.

2. Центры тяжести обеих частей вращающегося тела могут находиться в одной и той же осевой плоскости, но расположены они на противоположных сторонах от оси вращения (рис. 17-13, в) и на таких радиальных расстояниях, что центр тяжести C всего тела будет находиться на оси его вращения. В этом случае тело статически будет уравновешено, так как центр тяжести его находится на оси вращения, но при вращении тела возникает возмущающаяся пара центробежных сил P , которая вызовет колебание машины и фундамента. Такая неуравновешенность называется динамической.

3. В общем случае центры тяжести C_1 и C_2 обеих частей вращающегося тела могут находиться в разных плоскостях, проходящих через ось вращения, и во время вращения на тело будет действовать система двух центробежных сил P и Q (рис. 17-13, г). Эта система сил всегда может быть

Рис. 17-13. Силы, действующие на ротор



приведена к паре, действующей в некоторой осевой плоскости, и к радиальной силе, т. е. имеем случай совместной статической и динамической неуравновешенности.

Можно показать, что во всех случаях полное уравнивание вращающегося тела может быть достигнуто путем прикрепления к нему в двух произвольно выбранных поперечных плоскостях, называемых плоскостями коррекции, по грузу.

Положим, что вследствие неуравновешенности на вращающееся тело действуют две центробежные силы P и Q (рис. 17-13, δ). Допустим, что уравнивающие грузы должны быть расположены в плоскостях I и II (перпендикулярных к оси вращения). Центробежная сила P может быть уравновешена двумя силами P_1 и P_2 , лежащими в той же осевой плоскости, что и сила P . Величина этих сил может быть определена из уравнений статики

$$P_1 + P_2 = P;$$

$$P_1 k = P_2 l.$$

Таким же образом сила Q может быть уравновешена силами Q_1 и Q_2 , лежащими в плоскости силы Q . Равнодействующая сил P_1 и Q_1 в плоскости I и равнодействующая сил P_2 и Q_2 в плоскости II дадут нам положение и величину приведенных уравнивающих сил, необходимых для полного уравнивания вращающегося тела.

Таким образом, весь процесс уравнивания ротора сводится к определению положения и величины неуравновешенных сил в двух плоскостях коррекции. Обычно в качестве таких плоскостей конструктивно выбираются наиболее удобные места для установки уравнивающих грузов, например первый и последний диски ротора, в которых для этого протачиваются специальные канавки в виде ласточкина хвоста.

Возникающие в неуравновешенном роторе центробежные силы воспринимаются опорами, на которых лежит ротор. Если эти опоры являются в какой-то мере упругими, то при вращении неуравновешенного ротора последний колеблется вместе с опорами. Измерение амплитуды колебания опор дает возможность судить о величине неуравновешенности. Чем больше будет величина амплитуды, тем точнее будут их замеры. Поэтому для повышения чувствительности балансировочного станка используют явление резонанса. Устанавливая ротор в подшипники балансировочного станка, которые могут колебаться в горизонтальной плоскости поперек оси станка, можно получить совпадение числа оборотов ротора с частотой собственных колебаний станка, т. е. явление резонанса. Увеличение амплитуды колебаний подшипников при этом позволяет с достаточной точностью при помощи простых средств, например механических индикаторов, измерять эти амплитуды. Применение явления резонанса в таких станках имеет еще и то преимущество, что всякие другие посторонние колебания (помехи) не влияют на точность балансировки, так как система станка нечувствительна к колебаниям других частот, чуждых от резонансных.

Развитие электроники и средств измерений малых колебаний позволило широко применять их в балансировочных станках — эти станки работают уже не по резонансному принципу. Применение электрических измерительных средств позволяет с большой точностью измерять самые небольшие амплитуды. Преимущество таких балансировочных станков заключается в их высокой чувствительности и точности, а также в возможности автоматизации процесса балансировки.

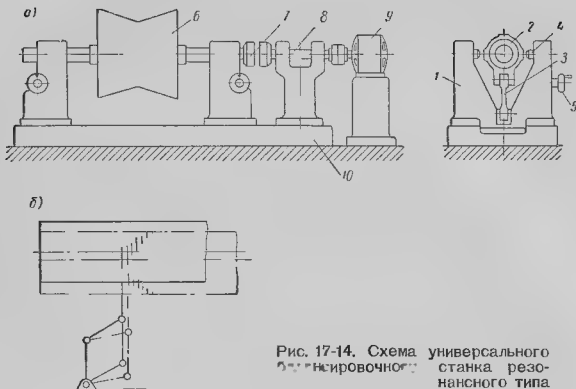


Рис. 17-14. Схема универсального балансирующего станка резонансного типа

Балансировочные станки выпускаются как универсальные, предназначенные для индивидуального и мелкосерийного производства, и как специальные для работы в условиях массового производства.

В стационарном турбостроении, особенно крупном, применяются универсальные балансируочные станки для роторов весом до 100 т. На рис. 17-14, а приведена схема балансируочного резонансного станка типа «Лавачек-Хейман» с упругими опорами, на котором может производиться уравнивание турбинных роторов весом до 100 т. Балансировка на таком станке ведется при поочередном освобождеии опор сначала одного, затем другого конца ротора.

Местоположение небаланса находится путем прикрепления пробного груза либо путем отметок на шейке ротора. Величина небаланса определяется изменением груза, закрепленного в уже определенном месте небаланса. Чувствительность балансировки зависит от веса и размеров ротора.

Для пояснения процесса балансировки ниже приводится описание данного станка, изображенного на рис. 17-14. Описание других типов балансируочных станков не приводится, так как данные о них имеются в нашей технической литературе.

Станок состоит из двух массивных чугунных стоек 1, установленных на чугунной раме 10, в которые вмонтированы подшипники 2, покоящиеся на плоских упругих пружинах 3. Боковыми упорами 4 путем привода от маховичка 5 подшипники могут зажиматься неподвижно, а при освобождении упоров колебаться на упругой пластине в горизонтальной плоскости в поперечном направлении. Испытуемый ротор 6 приводится во вращение от электродвигателя 9 через промежуточный вал 8, соединяемый с ротором при помощи электромагнитной муфты 7.

В процессе проведения балансировки ротора последний должен вращаться один, обособленно, чтобы на него не действовали какие-либо посторонние силы, для чего электродвигатель после подъема оборотов до требуемых вместе с валом отключается от ротора. Электромагнитная муфта при выключении электрического тока позволяет производить такое отключение от привода.

Каждая стойка подшипника снабжена механическим индикатором для измерения амплитуд колебаний (амплитудомерами). Изменение числа оборотов электродвигателя достигается при помощи водяного реостата. Передняя стойка станка может передвигаться по раме станка в зависимости от длины ротора. Станок снабжен набором упругих плоских пластин разной толщины, подбор их производится по весу ротора и набором вкладышей с различной внутренней расточкой, соответствующей тому или другому диаметру опорных шеек балансируемых роторов.

После установки ротора в подшипники производится прицентровка его муфты к соединительной муфте электродвигателя. Включается масляный насос и регулируется подача масла на подшипники.

Местоположение неуравновешенных масс по окружности с каждой стороны ротора определяется методом панесения отметок, методом обхода грузом или способом трех пусков. Способ нанесения отметок (рисок) заключается в следующем. Концы вала около подшипников покрывают меловой краской по окружности. На корпус подшипника устанавливается указатель-чертилка, схематично показанная на рис. 17-14, б. Число оборотов ротора поднимают примерно на 20—40% выше предполагаемого резонансного, освобождают подшипник, подводят чертилку к замеленной части вала; при колебании вала около резонансного и затем в момент резонанса с увеличением амплитуды колебаний вал нажимает на чертилку и на замеленной поверхности в осевом направлении прочерчивается ряд вертикальных последовательных рисок. При критической скорости (резонансной) риски будут получаться в точках, расположенных на 90° позади утяжеленной части этого конца ротора, — этим определяется местоположение небаланса [46].

Для точного определения его положения производится двойной пуск ротора в противоположных направлениях для каждого конца с прочерчиванием при обоих направлениях вращения на замеленной части вала совмещенных диаграмм-рисок. Биссектриса между двумя крайними рисками, соответствующими резонансным оборотам ротора, определяет осевую плоскость, в которой необходимо прикрепить уравнивающую груз. Величина груза определяется путем подбора его при ряде последующих пусков. Наименьшая амплитуда колебаний дает окончательную величину груза, подлежащего установке на данном конце ротора. Таким же образом процесс балансировки повторяется и для другого конца ротора.

Более точной, но при этом более длительной и кропотливой является динамическая балансировка роторов по методу обхода грузом. Крайние диски ротора мелом делятся на ряд равных частей, например на восемь. Ротор устанавливается на станок (рис. 17-14), и производится поочередное уравнивание каждого его конца. Предположим, что сначала уравнивается левый конец ротора. Подбирается пробный груз (например, в виде маленькой струбчинки, которую можно надежно прикрепить к лопаткам) и устанавливается в первую точку. Производится пуск ротора до числа оборотов примерно на 20—40% выше предполагаемого резонансного. Отключается электродвигатель, подшипник левой стойки освобождается и амплитудомером замеряется наибольшая величина амплитуды при данном положении груза. После остановки ротора этот же по величине груз переставляется во вторую точку и весь процесс повторяется с замером наибольшей амплитуды с грузом в этой точке. Затем груз последовательно перемещается во все прочие точки; в результате может быть составлена таблица с указанием для каждой точки величины наибольшей амплитуды колебаний. Все замеры производятся при одном и том же резонансном числе оборотов и при одной и той же величине пробного груза.

Точка, в которой амплитуда колебаний по сравнению с другими будет минимальная, показывает, что неуравновешенная масса расположена на противоположной стороне диаметра. Так определено местоположение небаланса на левом конце ротора. Для определения величины уравнивающегося груза следует в точке минимальной амплитуды при разных последующих пусках изменять величину пробного груза. Установка груза, при котором амплитуда колебаний будет в этой точке наименьшая, свидетельствует об уравновешенности данного конца ротора. Таким образом, уравнивание по методу обхода грузом производится в два этапа: первый — определение местоположения неуравновешенной массы путем подвешивания одного и того же пробного груза в разных точках, второй — определение величины уравнивающегося груза изменением величины пробного груза в одной точке, которая определена в процессе первого этапа балансировки. Так как число делений взято ограниченным (в нашем случае восемь) полученный уравнивающий груз следует переместить последовательно влево или вправо примерно на 20—25 мм от найденного местоположения и путем дополнительных пусков уточнить местоположение груза, а может быть и его величину.

Далее точно таким же образом производится балансировка правого конца ротора, при этом левый подшипник все время остается заштыкованным, а освобождается при отключении электродвигателя правый.

По окончании балансировки обоих концов ротора производится пуск с зажатым правым подшипником и освобожденным левым, так как балансировка правого конца в некоторой степени могла исказить балансировку левого и, если появится необходимость, левый конец ротора дополнительно подбалансируется. Последний пуск производится с освобожденными подшипниками обоих стоек. Длительность балансировки по этому способу составляет примерно 30—40 ч.

Для сокращения этого времени ЛМЗ применил балансировку роторов методом трех пусков. Заключается он в следующем: производится контрольный пуск ротора так же, как это было описано выше, с очередным освобождением зажимов каждой стойки. В формуляре отмечается показание амплитудомера a_0 по каждому подшипнику при прохождении через резонанс во время снижения числа оборотов ротора.

Начало балансировки производится в плоскости диска первого от конца ротора, имеющего большее отклонение стрелки амплитудомера, т. е. большую величину небаланса.

Прикрепляются пробный груз P_1 к лопаткам в любой точке по окружности крайнего диска. Место крепления груза маркируется на диске буквой А. Величина пробного груза условно выбирается для первого диска $P_1 = 10 a_0$ г, а для последнего $P_1 = 5a_0$ г, где a_0 — количество делений амплитудомера при контрольном пуске. Производится пуск ротора с грузом P_1 и записывается амплитуда a_A при резонансных оборотах. После остановки ротора пробный груз P_1 перемещается на 90° в направлении против часовой стрелки, если смотреть на диск с балансируемого конца вала, и укрепляется в новой точке на том же радиусе. Место установки груза обозначим на диске буквой Б. При втором пуске ротора записывается показание амплитудомера a_B при резонансных оборотах (все записи делаются при освобожденной стойке балансируемого конца ротора).

Таким образом, на основании проведения пусков получаем показания амплитудометров.

Для каждого конца балансируемого ротора заводом составляется диаграмма (рис. 17-15), представляющая собой ряд концентрических окружностей, соответствующих показаниям амплитудомера a_0 при контрольном

пуске. Радиальные линии делят окружности на равные части по ко- еств. лопаток на диске данного конца ротора, в плоскости которого производится балансировка, и нанесены на диаграмме номера лопаток. Для пользования диаграммой применяется шарнирная линейка с нанесенными на ней делениями в том же масштабе, что и concentричные окружности a_0 на диаграмме. Пользование диаграммой производится следующим образом: на ней намечаются две радиальные линии под углом 90° и отмечаются буквами A и B . Точки пересечения линий A и B с амплитудой a_0 отмечаются карандашом. На диаграмму накладывается шарнирная линейка так, чтобы деления на ее сторонах, соответствующие значениям a_A и a_B совпали с уже отмеченными точками на диаграмме (пересечение радиальных линий A и B с окружностью) a_0 . Положение центра шарнирной линейки на радиальной линии указывает номер лопатки, на которой должен быть подвешен уравнивающий груз, а положение этого центра на окружности дает амплитуду a_c .

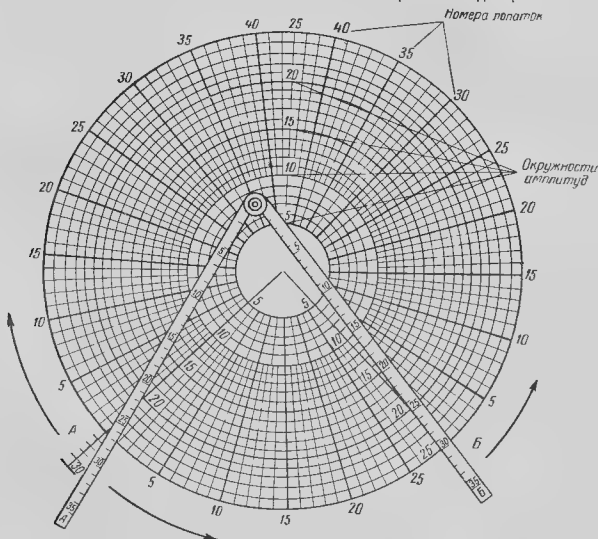
Отсчет лопаток ведется от пометок A и B на полотне диска.

Величина уравнивающего груза Q_1 (в г) определяется из формулы

$$Q_1 = \frac{a_0 P_1}{a_c}.$$

Уравнивающий груз Q_1 крепится к соответствующей лопатке (согласно номеру на диаграмме), и производится окончательный третий пуск ротора для балансировки данного конца. Практически приходится еще произвести пуски по уточнению угла подвески груза и уточнению величины уравнивающего груза.

Рис. 17-15. Балансировочная диаграмма



Балансировка второго конца ротора производится таким же образом, как и первого, но для определения местоположения и величины груза следует пользоваться диаграммой, составленной для данного конца ротора (для двухпоточного).

Для двухпоточных роторов, оба конца которых имеют одинаковые рабочие колеса, применяется одна общая диафрагма.

По окончании балансировки временные грузы заменяются штатными путем соответствующего пересчета с учетом другого радиуса установки и производится контрольный сдаточный пуск с оформлением приемного акта. Для проверки качества балансировки устанавливается контрольный груз P_k (ЛМЗ принимает его равным 150—200 г). Этот груз последовательно устанавливается в четырех точках; величина остаточной неуравновешенности определяется по формуле

$$g_{ост} = \frac{a_{макс} - a_{мин}}{a_{макс} + a_{мин}} P_k^{\frac{r}{R}}$$

и она должна быть меньше допустимой. ЛМЗ принимает, что остаточная неуравновешенность (в граммах) может создавать при нормальном числе оборотов центробежную силу, не превышающую 3% от веса ротора, приходящегося на каждый подшипник.

Определение допустимого небаланса, определяемого таким образом, не расходится с формулой, приведенной на стр. 270, если для тяжелых роторов принимать $\epsilon = 3$ мк. По окончании балансировки ротор поступает на общую сборку турбины.

После испытания турбины на заводском стенде при полных числах оборотов приходится производить вторичную подбалансировку ротора. Практика ЛМЗ показывает, что после испытания турбины, хотя турбина и имеет спокойный ход, происходит некоторое нарушение балансировки, по-видимому, в основном за счет выбора рабочими лопатками при действии центробежных сил весьма малых зазоров в радиальном направлении, а также возможного некоторого смещения рабочих колес при не вполне правильной насадке на вал. Так как динамическая балансировка после сборки ротора производится на универсальных станках при числе оборотов примерно в пределах 300—800 в минуту, то вращение ротора при полных числах оборотов (3000 об/мин) вносит свои поправки в балансировку ротора.

Динамическая балансировка ротора принимается бюро технического контроля цеха и оформляется актом, в котором указывается величина остаточной неуравновешенности для каждого конца ротора.

УЗЛОВАЯ СБОРКА СЛОЖНОГО КОРПУСА ЦИЛИНДРА МОЩНОЙ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Наиболее сложным для узловой сборки является корпус цилиндра низкого давления современной мощной паровой турбины. При его двухпоточной конструкции неизбежным является наличие двух вертикальных разъемов, необходимость в которых вызывается конструктивными и технологическими требованиями: большими габаритами и весом, условиями транспортировки их, возможностью механической обработки и т. п. Большие габаритные размеры корпусов привели к созданию на наших отечественных заводах сварной конструкции цилиндра низкого давления из листовых заготовок. Применение подобной конструкции снизило вес корпусов ЦНД и трудоемкость их изготовления, но при этом до некоторой степени отразилось на жесткости их конструкции.

При наличии горизонтальных и двух вертикальных разъемов корпус цилиндра низкого давления состоит из шести отдельных частей. Габаритные размеры, к примеру, такого корпуса турбины К-200-130 ЛМЗ в собранном виде равны: верхней половины (из трех частей) $9840 \times 8000 \times 2900$ мм, нижней $9840 \times 9000 \times 2900$ мм. Общий вес корпуса составляет примерно 202 т, в том числе выхлопные части нижней половины весят 55 и 56 т, выхлопные части верхней половины по 34 т, средние — 11 и 12 т (рис. 18.1).

Рассмотрим технологию узловой сборки такого сложного корпуса цилиндра низкого давления.

К узловой сборке любого корпуса турбины предъявляются следующие основные требования.

1. Сборка отдельных составных частей в один общий корпус должна быть выполнена так, чтобы после каждой его разборки (например, для

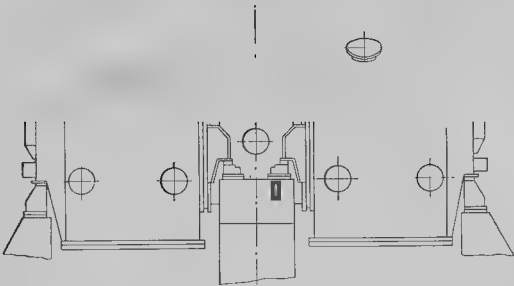


Рис. 18-1. Цилиндр низкого давления турбины Н-200-130

транспортировки) и новой сборки положение этих частей по отношению друг к другу не изменялось, т. е. всякая повторная сборка после разборки должна давать результаты, полностью аналогичные первоначальной сборке.

2. Посадочные места для установочных штифтов и болтов должны быть выполнены по 2-му классу точности с чистотой поверхности $\nabla 8$ без каких-либо задиров.

3. Стыковые разъемы корпусов как горизонтальные, так и вертикальные должны быть выполнены так, чтобы при надлежащей затяжке болтов и шпилек с применением соответствующих мастик была обеспечена полная герметичность цилиндра по всем стыкам. В цилиндрах, работающих под давлением пара (газа) при самой максимальной нагрузке, не должна быть протечка пара (газа), а в части низкого давления паровых турбин не должно быть просачивания воздуха внутрь цилиндра.

4. В плоскости горизонтального разъема корпуса в местах сопряжения с вертикальным стыком не должно быть уступов, так как такие уступы не позволяют надежно их уплотнить мастикой и в эксплуатации в этом месте будет пропаривание или просасывание воздуха.

5. Опорные поверхности цилиндра низкого давления должны быть так пригнаны к своим рамам, чтобы имела полная возможность свободного теплового расширения корпуса при его нагревании в работе. То же самое относится и к цилиндрам высокого и среднего давления в отношении их опорных лап.

Выполнение указанных требований зависит также и от качества механической обработки отдельных частей корпуса, требования к которой были изложены на стр. 195.

Механическая обработка рассматриваемого корпуса выполнялась отдельно для передней и задней выхлопных частей и средней части. Каждая такая часть состоит из верхней и нижней половин, соединенных по горизонтальному разъему шпильками и сцентрированных между собой при помощи установочных штифтов размерами $40 \times 130 \times 190$ мм (восемь штук для выхлопных частей) и $30 \times 110 \times 190$ мм (четыре штуки для средней).

В вертикальных фланцах выхлопных частей посредством кондуктора просверлены отверстия для скрепления со средней частью корпуса. В вер-

тикальных фланцах средней части по кондуктору просверлены и парезаны отверстия и ввернуты шпильки. Все резьбовые соединения выполнены в полном соответствии с техническими условиями на резьбовые соединения 2 го класса точности.

По окончании механической обработки части корпуса подвергаются предварительной слесарной обработке, которая заключается в сверлении и парезке всяких мелких отверстий, в опиливании заусенцев и острых углов на сопрягаемых поверхностях, пригонке опорных поверхностей цилиндра по плите (для чего нижние половины цилиндра кантуются горизонтальным разъемом вниз), пригонке направляющих шпонок на эти опорных поверхностях и т. п.

После выполнения всех этих предварительных работ отдельные части корпуса ЦНД поступают на узловую сборку. Обычно на наших заводах принято совмещать узловую сборку цилиндра с подготовкой его к окончательному гидравлическому испытанию, а потому и сборка цилиндра производится на стенде для гидравлического испытания.

Начинается сборка цилиндра с установки на стенд двух заглушек для выхлопных патрубков задней и передней частей корпуса ЦНД. Затем на эти заглушки устанавливаются нижние половины выхлопных частей и закрепляются. Под заглушки заводятся клиновые домкраты и при их помощи выставляется горизонтально нижняя половина задней части цилиндра. Вертикальный фланец нижней половины средней части цилиндра промазывается графитовой мастикой: 40% графита, 40% свинцового сурика и 20% белил по весу (разведенных в льняном вареном масле до густоты сметаны; толщина слоя 0,2—0,5 мм, подводится к уже установленной и выверенной нижней половине задней части, центруется при помощи линейки по горизонтальной плоскости разъема (чтобы не было в месте сопряжения уступов) и по центрирующему пояску проверяется зазор в трех точках — внизу и с боков у разъема. Разность замеров в этих местах не должна превышать 0,1 мм. Установка частей цилиндра производится на чугунных кубарях и плитах.

По окончании выверки обе части корпуса закрепляются на шпильках. Вертикальный фланец нижней половины передней части цилиндра промазывается графитовой мастикой и подводится на шпильки к нижней половине средней части, уже соединенной с задней частью цилиндра. Передняя часть центруется с средней частью как по плоскости горизонтального разъема (во избежание уступов), так и по центрирующему пояску по трем точкам (нижней и у разъема). Разность замеров здесь также не должна превышать 0,1 мм. Выверка производится при помощи клиновых домкратов, установленных под заглушку передней нижней выхлопной части цилиндра. По окончании центровки обе части цилиндра закрепляются на шпильках. Таким образом, предварительная сборка нижней половины всего цилиндра низкого давления окончена. В собранном виде вторично проверяется правильность центровки всех трех частей между собой по горизонтальному разъему на отсутствие уступов в сопряженных местах. В каждом вертикальном полуфланце под установочные штифты рассверливаются и развертываются по четыре отверстия диаметром 30А, а затем в эти отверстия пригоняются и ставятся сами установочные штифты. Этим полностью заканчивается сборка нижней половины цилиндра.

Плоскости разъема вертикальных фланцев выхлопных частей верхней половины цилиндра промазываются графитовой мастикой. На чугунных плитах с стороны от нижней половины цилиндра предварительно собирается верхняя половина: к средней части последовательно подводится задняя верхняя часть и затем передняя верхняя и все три части временно закрепляются вместе.

Время сборки верхней половины цилиндра накладывается на нижнюю, гайки по вертикальным разъемам верхней половины ослабляются, установочные штифты устанавливаются по горизонтальному разъему (пригнанные ранее при подготовке частей цилиндра к механической обработке). При необходимости производится пригонка плоскостей разъема. Закрепляется весь горизонтальный разъем и вновь обжимаются все гайки по вертикальным разъемам верхней половины цилиндра. Расверливаются и развертываются отверстия диаметром 30А под установочные штифты по четыре в каждом вертикальном полуфланце верхней половины цилиндра, пригоняются и устанавливаются установочные штифты. Отвертываются все гайки горизонтального разъема корпуса, и верхняя половина снимается.

Сборка всего корпуса цилиндра низкого давления закончена, дальше производится подготовка его к окончательному гидравлическому испытанию (см. стр. 212).

Если по конструкции в корпусе цилиндра вварены и корпуса подшипников, то после разборки всего цилиндра по окончании гидравлического испытания пригоняются и устанавливаются напорные и сливные маслопроводы переднего и заднего подшипников цилиндра низкого давления. Внутренние поверхности корпусов подшипников очищаются, удаляются все следы от брызг после сварки, все эти поверхности окрашиваются маслостойкой краской, и корпус цилиндра низкого давления передается на общую сборку турбины.

Выше указывалось, что для данного цилиндра сверление отверстий в вертикальных фланцах в процессе механической обработки их производилось по кондуктору. Это экономически себя вполне оправдывает, учитывая относительно большое количество вышеуказанных турбин этого типа. При малой серии турбин применение таких больших кондукторов нерентабельно и сверление отверстий в этом случае производится по разметке с переносом отверстий с одной части корпуса на другую. Это усложняет узловую сборку корпуса, так как основные операции приходится выполнять по два раза: первый раз корпус собирается и проверяется для переноса отверстий на вертикальные фланцы, второй — после сверления отверстий уже окончательно собирается на установочных штифтах.

ОБЩАЯ СБОРКА ТУРБИН НА СТЕНДЕ

ЗАДАЧИ ОБЩЕЙ СБОРКИ И ТРЕБОВАНИЯ, К НЕЙ ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ

3

Задачей общей сборки отдельных узлов турбины на заводском стенде является:

1) совместная сборка отдельных уже собранных вне стенда узлов турбины с целью проверки их взаимосвязи между собой и по отношению к главным осям установки (продольной и поперечной, проходящей через одну из осей выхлопных патрубков турбины);

2) центровка и привязка сопряженных узлов друг к другу;

3) фиксирование узлов для сохранения постоянства их положения между собой в агрегате и по отношению к осям агрегата;

4) подготовка собранного агрегата к испытанию как для проверки качества общей сборки, так и проведения специальных пусков в зависимости от требований, предъявляемых к стендовому испытанию.

Сборка любой турбины, а тем более мощной многоцилиндровой паровой турбины или сложной газотурбинной установки, должна быть подчинена следующим основным требованиям:

1) соблюдению правильного положения отдельных элементов и узлов между собой, а также по отношению к продольной и поперечной осям агрегата;

2) получению плавной линии осей всех валов, входящих в агрегат для спокойного хода машины;

3) возможности повторения заводской сборки на монтаже по заводским формулярам без проведения каких-либо существенных пригоночных работ (соблюдение повторяемости заводской сборки).

Технология общей сборки турбины и должна удовлетворять выполнению этих основных требований.

Сама общая сборка представляет собой сборку в определенной последовательности отдельных элементов (узлов) турбины с параллельным проведением ряда сборочных работ, где это является допустимым для сокращения сроков общей сборки.

Разрабатывая технологию общей сборки турбины на стенде, предусматривающую определенный порядок сборки отдельных узлов агрегата, необходимо установить, относительно какого базового цилиндра будет производиться сборка. Как мы увидим ниже, для получения плавной линии осей всех роторов производится центровка роторов по полумуфтам, в результате которой крайние подшипники агрегата устанавливаются выше, чем все прочие подшипники. В двух- и трехцилиндровых турбинах обычно за базу принимают цилиндр и ротор низкого давления; это позволяет иметь более или менее одинаковый подъем крайних подшипников первого турбины и последнего генератора. При большом количестве цилиндров, исходя из статического прогиба роторов, в каждом отдельном случае следует выбирать цилиндр, принимаемый за базовый. При установке газотурбинного агрегата ГТ-12-3 мощностью 12 000 *квт* ЛМЗ для газотурбинного агрегата высокого давления, имеющего пять корпусов, за базу принял компрессор среднего давления, находящийся в середине агрегата. Это позволило иметь примерно одинаковые уклоны на крайних подшипниках. Для агрегата низкого давления той же турбины, состоящей из четырех элементов (турбина низкого давления, компрессор высокого давления, редуктор и генератор), за базу был принят редуктор, относительно которого и были смонтированы остальные элементы установки. В данном случае редуктор принят за базу также и потому, что он имеет наименьшие зазоры в зацеплении, расцентровка его недопустима и корпус его желательно устанавливать в горизонтальном положении. При сборке судовых турбозубчатых агрегатов за базу также принимается редуктор.

СТЕНДЫ ДЛЯ ОБЩЕЙ СБОРКИ ТУРБИН

Обычно на турбостроительных заводах общую сборку турбин проводят на том же стенде, где производится испытание турбин, и таким образом сборка турбин совмещается с ее последующим испытанием. Так как вес турбин значителен, точность сборки отдельных элементов высокая и в процессе сборки эта точность не должна нарушаться из-за деформации или осадки основания, на котором производится сборка турбины, нагрузка носит не только статический, но и динамический характер (при испытании турбины), необходимо фундамент стенда и сам стенд сооружать достаточно прочным и жестким, способным выдержать все нагрузки, действующие на него, и обеспечить стабильность сборки при испытании.

При расчете фундамента стенда учитывается вес наибольших машин, подлежащих сборке на данном стенде, а также распределение нагрузок по отдельным частям фундамента. Обязательно проводится также и динамический расчет фундамента стенда, учитывающий центробежные силы, возникающие в роторах при испытании турбины. У современных турбин, работающих при высоких числах оборотов, малейший небаланс вращающихся масс вызывает значительные возмущающие центробежные силы, передающиеся на подшипники турбины. Возникающая вибрация подшипников может вызвать колебание фундамента.

Точность при сборке отдельных элементов турбины очень высокая, например центровка роторов между собой по полумуфтам допускает отклонение не более 0,02—0,07 мм в зависимости от конструкции соединительной муфты и числа оборотов агрегата. Поэтому фундамент стенда не

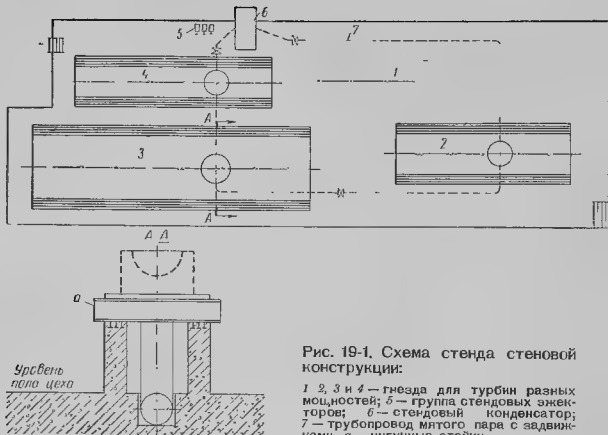


Рис. 19-1. Схема стенда стеновой конструкции:

1, 2, 3 и 4 — гнезда для турбин разных мощностей; 5 — группа стендовых эжекторов; 6 — стендовый конденсатор; 7 — трубопровод мягкого пара с задвижками. а — чугунные стойки

должен допускать осадки или деформации под влиянием нагрузок, так как это приведет к невозможности нормальной сборки турбины.

Для общей сборки и испытания турбин на турбостроительных заводах применяется два вида конструкций фундаментов стендов: стеновая и сборная на гладком силовом полу. Фундамент стеновой конструкции показан на рис. 19-1. Он представляет собой массивный железобетонный фундамент, состоящий из нижней подушки — основания и двух продольных стен. На эти железобетонные стены укладываются поперечные чугунные стойки а (см. рис. 19-1), на которые и производится установка турбины. На таком стенде, на общей фундаментной плите обычно устраивается несколько гнезд для разных типоразмеров турбин. При большом количестве идущих в производство однотипных турбин стенд такой конструкции имеет определенное преимущество: он всегда готов к сборке на нем турбины и их испытанию, что ведет к сокращению времени по подготовке стенда к приему новой турбины. Большим недостатком является необходимость его реконструкции в случаях сборки нового типа турбины более высокой мощности (с применением строительных работ). При этом габариты самого стенда не всегда позволяют это сделать.

Сборный стенд (рис. 19-2) имеет массивную железобетонную подушку — основание с залитыми в нее на уровне пола цеха швеллерными балками (так называемый силовой пол), на которые по разметке согласно установочному чертежу турбины ставятся чугунные или сварные кубари и на них стойки, надежно скрепленные болтами между собой и с фундаментом стенда. Такой стенд является универсальным, он позволяет собирать на нем турбины разных типоразмеров и в том числе новые головные машины. Для сокращения времени сборки типовой турбины обычно после снятия со стенда предыдущей турбины кубари остаются на месте и на них ставят следующую турбину такого же типа. Этот вид стенда является наиболее распространенным на турбинных заводах. Для удобства обслуживания сборки и испытания по периметру стенда устанавливаются легкие

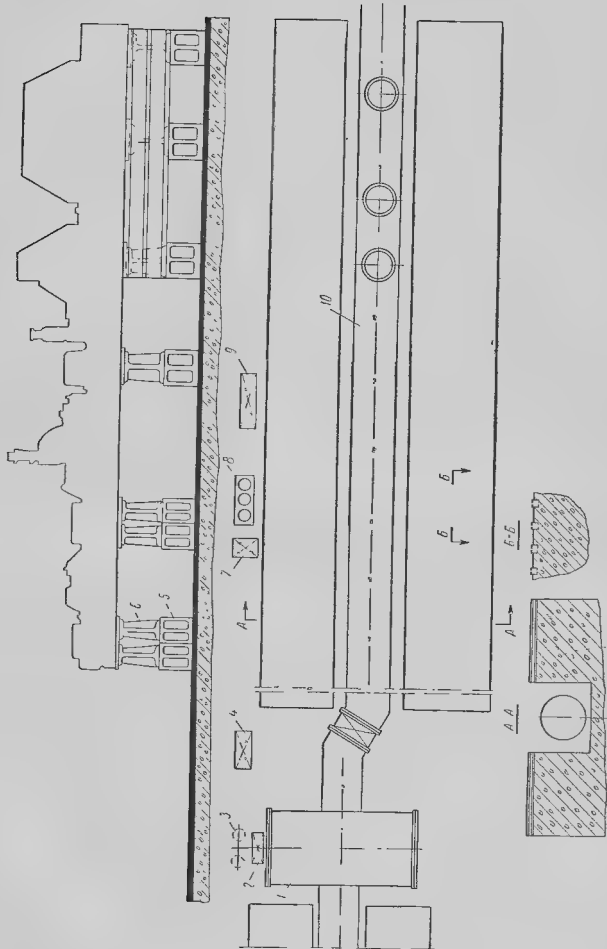


Рис. 19-2. Схема части оборного стенда цеха:
 1 — конденсатор, 2 — насос, 3 — эжектор, 4 — бак негорючей жидкости, 5 — сборные кувары; 6 — чугунные стойки; 7 — масляный насос; 8 — маслоохладители, 9 — турбопроводы отработанного пара

разборные металлические сварные колюны, на которых на уровне пола машины собирается настил из рифленых листов с перилами. Так как на стенде одновременно может собираться несколько турбин, то во избежание задержки в обслуживании сборки мостовым краном рекомендуется создавать стенды с расположением гнезд под сборку вдоль оси стенда, что позволяет за каждым гнездом на время сборки закрепить свой кран.

Независимо от конструкции стенда на его фундаменте в разных местах устанавливаются стендовые конденсаторы, конденсатные насосы, турбопроводы мягкого пара для отвода пара из турбины в конденсатор, масляные насосы, масляные баки и все прочее оборудование, необходимое для обслуживания турбины во время испытания.

Для уменьшения высоты стенда конденсаторы установлены не под собираемой турбиной, а в стороне от нее

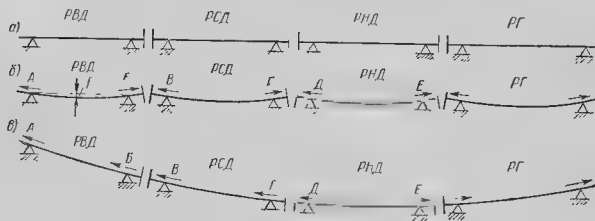
ОСНОВНОЕ ТРЕБОВАНИЕ ПО СБОРКЕ ТУРБИНЫ

Прежде чем перейти к технологии сборки турбины, рассмотрим, чем вызвано одно из основных условий, которое должно выполняться с самого начала работ по общей сборке ее, а именно: условие получения плавной линии осей всех валов агрегата.

Спокойный ход турбины зависит от многих факторов, одним из них, связанным с общей сборкой, является правильное взаиморасположение отдельных роторов турбины и генератора между собой. Оси всех валов должны представлять одну плавную линию без каких-либо изломов между муфтами отдельных роторов. Если не учитывать статического прогиба валов, то такой плавной линией явится прямая, и все полумуфты роторов будут концентричны между собой, а торцы их параллельны (рис. 19-3, а). В действительности каждый ротор под влиянием собственного веса имеет какой-то статический прогиб, и ось любого ротора представляет собой не прямую, а кривую линию. Если ротор поставить в горизонтальное положение, то вследствие прогиба опорные шейки ротора, проверенные по уровню, будут иметь уклон в разные стороны, как это указано на рис. 19-3, б, причем величина уклонов будет зависеть от стрелы прогиба ротора. Поэтому, учитывая статические прогибы роторов, правильное положение их, обеспечивающее спокойный ход машины, при котором полумуфты роторов будут между собой концентричны, а торцы их параллельны, выразится плавной кривой линией (рис. 19-3, в). В отечественной практике

Рис. 19-3. Положение роторов: а — без учета статического прогиба валов; б — с учетом статического прогиба, но с изломом линии вала между полумуфтами; в — правильное, с учетом статического прогиба, параллельности и концентричности полумуфт.

А, Б, В, Г, Д, Е — опоры подшипников



для замера уклонов пользуются уровнем завода «Геологоразведка», точность показаний которого составляет 0,1 мм/м, т. е. одно деление его соответствует уклону 1 : 10 000. По данным ЛМЗ, значения стрелы прогиба f для роторов некоторых турбин и уклонов шеек по уровню «Геологоразведка» при горизонтальном положении роторов видны из табл. 19-1 и 19-2. Шейки B для турбины К-200-130 и К-300-240 показаны условно, так как роторы высокого давления этих турбин имеют только один подшипник.

Таким образом, если роторы паровых турбин для получения плавной линии установить согласно рис. 19-3, e , приняв за базовый ротор низкого давления, то уклоны роторов по уровню с учетом допусков будут выглядеть, как это показано в табл. 19-3. При изменении уклона шейки E (или B для турбины К-50-90) соответственно меняются уклоны остальных шеек роторов.

Правильное положение роторов достигается их центровкой по полу-муфтам как в вертикальной, так и горизонтальной плоскостях. Так как роторы лежат в подшипниках, то для получения необходимых уклонов их (для турбины ЛМЗ согласно табл. 19-3) соответствующие корпуса подшипников должны быть подняты на определенную высоту, которую легко подсчитать, зная требуемые уклоны и осевые размеры роторов. Ввиду того что роторы должны быть концентричны своим цилиндрам, то и цилиндры вместе с корпусами подшипников должны иметь соответствующие уклоны (табл. 19-4). Таким образом, установка роторов турбин с соблюдением

Таблица 19-1. Статические прогибы роторов некоторых турбин (в мм)

Ротор	ХТЗ	ЛМЗ					
	К-300-240	К-300-240	К-200-130	К-100-90	ПТ-50-130/13	К-50-90	ГТ-25-700
Высокого давления	0,38	0,377	0,13	0,382	0,33	0,37	0,26 для турбины
Среднего давления	0,52	0,415	0,331				0,048 для компрессора высокого давления
Низкого давления	0,44	0,311	0,414	0,368	0,29	—	0,058 для компрессора низкого давления

Таблица 19-2. Статические прогибы по уровню завода «Геологоразведка» на шейках роторов (уклоны шеек) в делениях уровня по турбинам ЛМЗ (рис. 19-3, б)

Шейка	К-300-240	К-200-130	К-100-90	ПТ 50-130/13	К-50-90	ГТ-25-700
A	2,46	1,13	2,4	2,22	2,35	2,0
B	2,44	1,03	2,6	2,46	3,29	2,07
B	2,54	2,30	—	—	—	0,44
$Г$	2,77	2,87	—	—	—	0,45
$Д$	2,62	2,96	3,52	2,04	—	0,45
$Г$	2,66	3,0	3,52	2,91	—	0,45

Таблица 19-3 Допуски на установку роторов турбин ЛМЗ по уровню в делениях уровня завода «Геологоразведка» (рис. 19-3, в)

Шейка	К-300-240	К-200-130	К-100-90	ПТ-50-130/13	К-50-90	ГТ-25-700
А	20,4—22,7	10,29—13,29	8,5 12,0	6,7 9,6	2,3 5,6	5,4 } для турб
Б	—	—	3,5 7,0	2,0 4,9	3,3 0,0	4,3 }
В	11,5 14,1	8,13 11,13	—	—	—	1,3 } для компрессора
Г	2,6 5,3	2,96 5,96	—	—	—	0,5 } высокого давления
Д	2,6—5,3	2,96 5,96	3,5 7,0	2,0—4,9	—	0,5 } для компрессора
Е	2,7—0,0	3,0—0,0	3,5—0,0	2,9 0,0	—	0,5 } низкого давления

Примечание. Повышенный подъем шейки А ротора высокого давления турбины К-300-240 вызывается большим раскрытием полумуфт роторов высокого и среднего давлений внизу при их центровке

концентричности полумуфт и параллельности торцов их, т. е. получение общей плавной оси всех роторов, требует установки цилиндров турбин и корпусов подшипников, а следовательно, и фундаментных рам, на которых они стоят, с необходимыми уклонами, т. е. с постепенным подъемом их к концам агрегата от базового цилиндра. На рис. 19-4, к примеру, показано расположение всех корпусов в соответствии с уклонами роторов для турбины К-200-130, так как в дальнейшем общая сборка будет рассматриваться нами применительно к турбине К-200-130. Поэтому сборка на стееде турбины, начиная уже с установки фундаментных рам и в дальнейшем на месте монтажа, должна выполняться с соблюдением этого основного условия (на рис. 19-4 величины уклонов не округлены до десятых долей).

В дальнейшем рассмотрим технологический процесс общей сборки на заводском стееде, например паровой турбины К-200-130 ЛМЗ, и отметим некоторые особенности сборки турбин других типов и конструкций. На рис. 19-5 (см. вклейку) дан продольный разрез этой турбины.

Рис. 19-4. Допуски на установку роторов и корпусов турбины К-200-130 по уровню «Геологоразведка»: а — ЦНД в горизонтальном положении; б — ЦНД с уклоном в 2,98 деления (РГ и СГ — ротор и статор генератора)

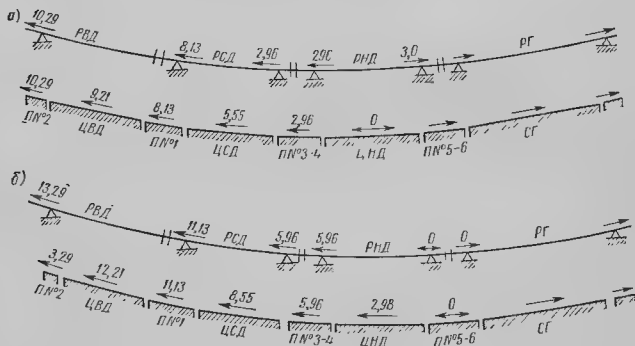


Таблица 194. Допуски на установку цилиндров и корпусов подшипников турбин ЛМЗ по уровню в делениях уровня завода «Геологоразведка»

Наименование цилиндра или корпуса подшипника	К-300-240	- 60-130	К-160-90	ПТ-50-130/13	К-50-90	ГТ-25-700
Цилиндр низкого давления	0,0—2,6	0,0—2 98	0,0 3,5	0,0—2,5	0,0—3,3	5,4 для корпуса переднего подшипника
Цилиндр среднего давления	7,0 9,6	5,55—8,55	—	—	—	3,3 для цилиндра турбины
Корпус среднего подшипника	11,5—14,1	8,13 11.13	—	2,0—4,9	-	1,3 для корпуса по № 2
Цилиндр высокого давления	15,8 18,4	9,21 12,21	6,0—9,5	4,4 7,3	—	0,9 для корпуса КВД
Корпус переднего подшипника	20,1 22,7	10,29 13,29	8,5— 12,0	6,7 9,6	2,3 5,6	0,5 для корпуса подшипника № 3 0,0 для корпуса КНД 0,5 для корпуса подшипника генератора

Примечание. Отклонение от указанных уклонов допускается 10,25 деления

УСТАНОВКА ФУНДАМЕНТНЫХ РАМ

После испытания и снятия предыдущей турбины со стенда данное гнездо стенда очищается от грязи, приводится в порядок, устанавливаются (или проверяются, если уже были поставлены) чугунные поперечные стойки: одна под заднюю фундаментную раму цилиндра низкого давления, четыре коротких стойки под четыре средних фундаментных рамы цилиндра низкого давления, одна под переднюю фундаментную раму цилиндра низкого давления, две под фундаментную раму корпуса среднего подшипника и две под фундаментную раму корпуса переднего подшипника. Все стойки устанавливаются в плане согласно чертежу расположения фундаментных рам (рис. 19-6) и надежно закрепляются к силовому полу стенда. На чугунные стойки устанавливаются клиновые домкраты (рис. 19-7, б), на которые ставятся фундаментные рамы с приводкой их по отношению к осям стендового приемного патрубка пара из цилиндра низкого давления. По высоте фундаментные рамы устанавливаются при помощи уровня и монтажной линейки. Конструкция проверочной монтажной линейки показана на рис. 19-7, в; длина ее разная, в зависимости от типа применяемой турбины. Обычно длина линейки равна 3,5; 4,5; 6 и 7 м. Нижняя поверхность линейки и поверхность верхней полки для установки уровня должны быть строго параллельны. Каждая линейка снабжается комплектом призм, имеющих одну и ту же высоту (з на рис. 19-7).

Подъем рам производится клиновыми домкратами, а если он мал (равен 15 мм), то под домкраты устанавливаются дополнительные прокладки. Подсчет по высоте виден из рис. 19-8. Положим, что обе рамы под цилиндром низкого давления находятся на одном горизонтальном уровне и уровень «Геологоразведка», поставленный на проверочную линейку, показывает нуль. Необходимо поднять цилиндр низкого давления влево

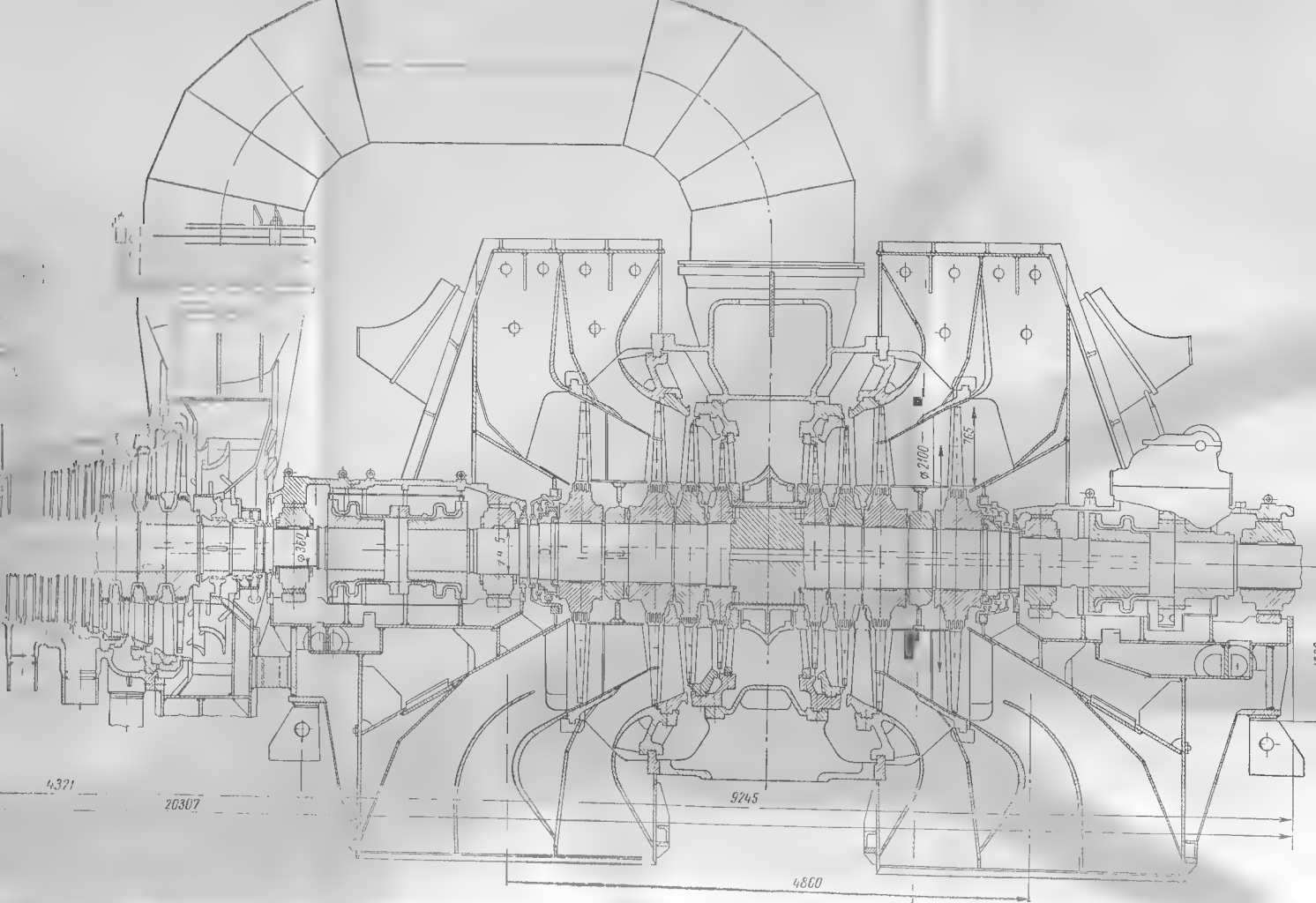
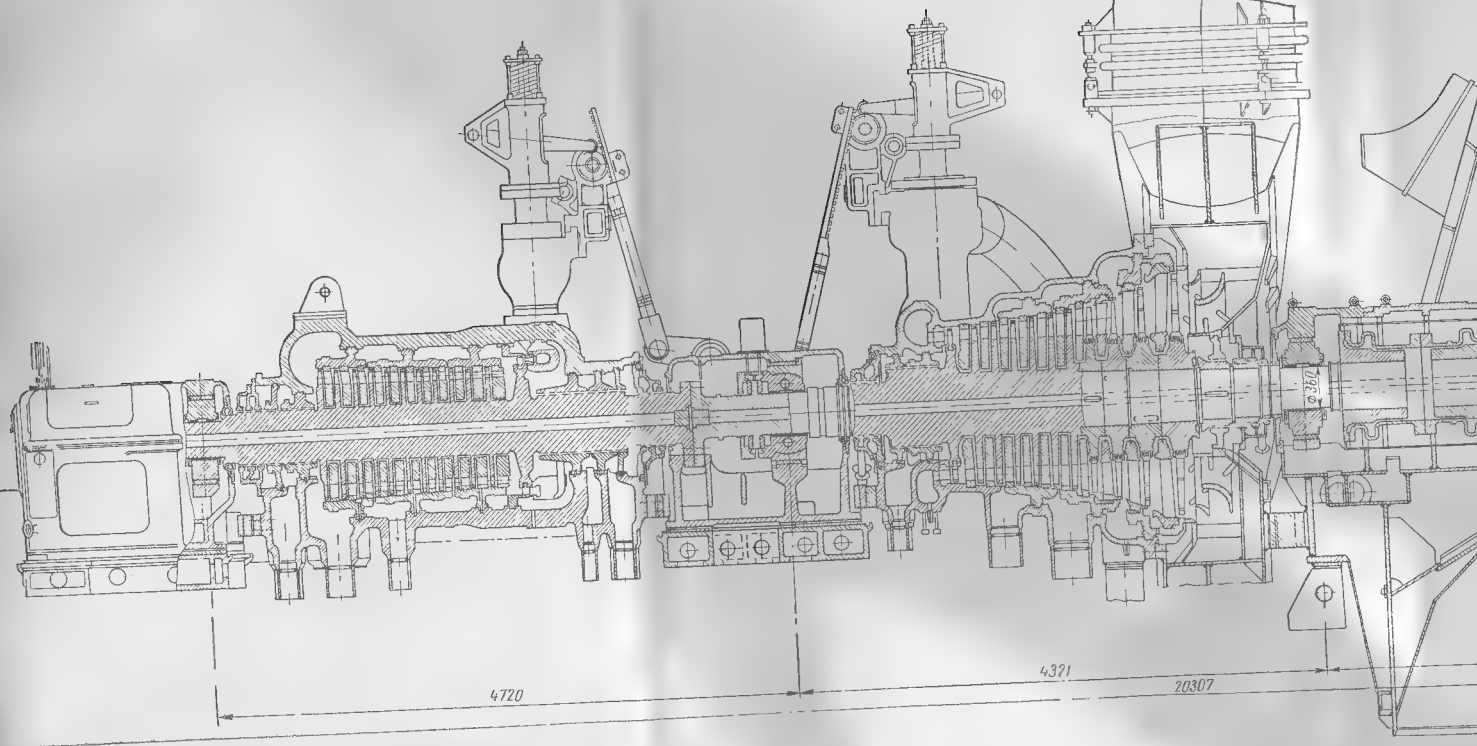


Рис. 19 Б. Продольный разрез турбины Н-200-130



на три деления по уровню, т. е. переднюю раму цилиндра низкого давления нужно поднять по отношению к задней раме. Величина этого подъема будет равна $0,1 \times 7 \times 3 = 2,1$ мм, учитывая, что одно деление уровня составляет 0,1 мм/м. Таким же образом производится поочередно установка фундаментных рам под корпуса среднего и переднего подшипников.

Для сокращения времени отдельной установки фундаментных рам (как самостоятельной операции) на стойки можно и не производить. В этом случае вне стенда к перевернутому корпусу цилиндра низкого давления подводятся и пригоняются передняя, задняя и средняя рамы (так же как в дальнейшем к корпусам среднего и переднего подшипников пригоняются их фундаментные рамы) и в таком собранном виде после перекантовки корпус цилиндра низкого давления и корпуса подшипников вместе с рамами поступают на общую сборку. При этой пригонке рам проверяются зазоры в продольных шпоночных соединениях между фундаментной рамой и корпусом подшипника и соответственно рамой и цилиндром низкого давления. Величина этих зазоров по бокам должна находиться в пределах 0,04—0,06 мм (суммарная), а сверху минимум 0,20 мм. Правильная пригонка шпонок должна обеспечить нормальное тепловое продольное перемещение корпусов по рамам.

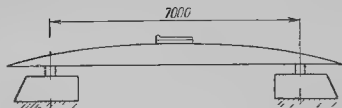


Рис. 19-8. Выверка фундаментных рам

УСТАНОВКА ЦИЛИНДРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ НА СТЕНД

Корпус цилиндра низкого давления подлежит установке на сборочный стенд после его гидравлического испытания. Вес нижней половины цилиндра низкого давления в собранном виде турбины К-200-130 составляет 122 т. Учитывая, что нижняя половина цилиндра низкого давления должна подаваться на стенд с прикрепленными к выходным патрубкам заглушками, установленными при гидравлическом испытании и нужными также для теплового испытания, а подъемные крановые средства данного пролета цеха могут не позволить транспортировать ее на стенд в собранном виде, подача его (цилиндра) производится по частям. В первую очередь на стенд подается нижняя половина передней гидравлической части корпуса цилиндра низкого давления и ставится на фундаментные рамы (а если рамы уже прикреплены к ним, то на клиновые домкраты), затем центруется по приемному патрубку мятого пара и по патрубку сливного маслопровода и устанавливается в продольном направлении по уровню «Геологоразведка» с точностью ± 1 деление. Для присоединения по вертикальному фланцу передней нижней части к средней нижней эти фланцы очищаются от мастики, оставшейся после гидравлического испытания, на вертикальном фланце нижней половины средней части цилиндра низкого давления вывертываются шпильки, так как они будут мешать при центровке отдельных частей цилиндра, и этот фланец промазывается мастикой.

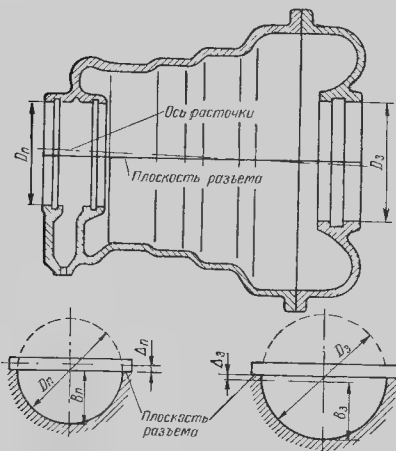
Если грузоподъемность мостового крана позволяет, то средняя и задняя нижние части цилиндра низкого давления подаются с гидравлического стенда на сборочный в сборе и устанавливаются на фундаментные рамы (а если рамы уже прикреплены к корпусам, то на клиновые домкраты). Перемещением средней и задней части цилиндра низкого давления

на клиновых домкратах совмещают отверстия в вертикальных фланцах под направляющие штифты с уже установленной передней частью; затем устанавливаются штифты, шпильки ввертываются в вертикальный фланец нижней половины средней части и заворачиваются гайки. Таким образом собирается вся нижняя половина корпуса цилиндра низкого давления (рис. 19-5). Трудоемкость этой дополнительной операции по сборке нижней половины, вызванной транспортными трудностями, составляет около 100 норм.ч.

Установка собранной нижней половины корпуса цилиндра низкого давления по уровню с проверкой по реакциям опор производится следующим образом.

На плоскость горизонтального разреза корпуса в местах расточек под переднее и заднее уплотнения, а также в местах вкладышей подшипников (оба находятся в концевых частях цилиндра низкого давления) устанавливаются призмы для проверочной линейки. При установке корпусов по уровню необходимо учитывать поправку, связанную с несовпадением плоскости горизонтального разреза корпуса с осью его расточки. Плоскость горизонтального разреза является проверочной базой при установке цилиндра, но эта плоскость вследствие неточностей механической обработки корпуса и узловой сборки цилиндра, состоящего из нескольких частей, может не совпадать с осью его расточки. В то же время роторы в цилиндрах должны устанавливаться центрально по отношению к расточкам под уплотнение и, следовательно, вследствие указанного несовпадения при правильной установке всех цилиндров по уровню с необходимым уклоном, оси роторов не будут совпадать с осями цилиндров. Эта поправка на несовпадение учитывается следующим образом (так как рассматривается общий случай, то на рис. 19-9 показан цилиндр

Рис. 19-9. Проверка отклонения плоскости разреза от оси расточки цилиндра



в общем виде, а не низкого давления). При расточке и приемке частей цилиндра на станке замерялись вертикальные диаметры передней расточки под уплотнения D_n и задней $D_з$. Положим, для примера, размеры были $D_n = 850$ и $D_з = 950$ мм. На стенде замеряются размеры от призм, лежащих на этих расточках, до нижней точки расточек B_n и $B_з$. Пусть $B_n = 424,2$ и $B_з = 475,3$ мм. Несовпадение плоскости разреза с осью расточки для переднего уплотнения

$$\Delta_n = B_n - \frac{D_n}{2},$$

для заднего

$$\Delta_з = B_з - \frac{D_з}{2}$$

Величине несовпадений Δ больше нуля обозначим

знаком плюс, а меньше нуля знаком минус. В примере

$$\Delta_n = 424,2 - \frac{850}{2} - 424,2 - 425 - 0,8 \text{ мм};$$

$$\Delta_s = 475,3 - \frac{950}{2} - 475,3 - 475 = +0,3 \text{ мм}.$$

Плоскость разъема у переднего уплотнения находится ниже геометрической оси расточки на 0,8 мм, а у заднего — выше на + 0,3 мм, т. е. плоскость разъема имеет перекося относительно оси расточки. Обычно заводом допускается параллельное смещение плоскости разъема цилиндра и перекося его относительно оси расточки не более + 0,1 мм. Для подсчета поправочной толщины прокладок под призмы для данной расточки берут алгебраическую разность отклонений в нулевой точке и данной расточки и, следовательно, в нашем случае поправка для переднего уплотнения составит + 0,3 - (-0,8) = + 1,1 мм. Таким образом, подложив подкладку толщиной в 1,1 мм под призму или непосредственно под проверочную линейку, получим положение линейки параллельно оси расточки цилиндра, а не плоскости разъема его. На ЛМЗ для удобства пользования принят набор прокладок, заранее тщательно отшлифованных, размерами 2,00—2,09 мм через 0,01 мм и 2,1—2,9 мм через 0,1 мм. В данном примере под призму над расточкой переднего уплотнения можно положить прокладки на 5,7 мм, а под заднюю 4,6 мм.

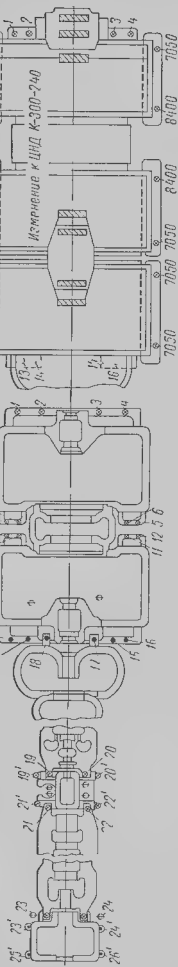
Полученные величины отклонений с соответствующим знаком выбираются на горизонтальном разъеме цилиндра турбины около мест расточек под уплотнения (если в корпусах подшипников, то у расточек под маслозащитные кольца) и монтажный персонал при монтаже турбины на электростанции, проверяя установки цилиндров турбин и корпусов подшипников, учитывает эти поправки.

Установка корпуса цилиндра низкого давления в продольном направлении производится при помощи проверочной линейки с положенными под призмы поправочными подкладками по уровню с нем од подъемом согласно рис. 19-4.

До недавнего времени при помощи проверочной линейки, укладываемой поперек корпуса цилиндра, проверялось и исправлялось подьемом на клиновых домкратах положение корпуса и в поперечном направлении. Опыт монтажа весьма большого количества турбин ЛМЗ на электростанциях выявил нарушение заводской центровки роторов по полумуфтам и уплотнениям (как наружным, так и внутренним) и ряд других отклонений. Такая неповторяемость сборки требовала исправления этих дефектов на монтаже, приходилось заново проводить центровку турбины, что удлиняло сроки монтажа и удорожало его. В эксплуатации турбин иногда происходило отставание опор корпусов турбины от фундаментных рам, приводившее к повышенной вибрации турбины и остановке ее. Анализ причин неповторяемости заводской сборки на монтаже показал, что плоскость горизонтального разъема цилиндра в поперечном направлении нельзя принимать за проверочную базу для установки цилиндра по уровню вследствие невозможности получения высокой точности при механической обработке цилиндра на станке (стр. 195) из-за раздельной обработки отдельных частей составного корпуса и недостаточной точности центровки при узловых сборке отдельных частей корпуса цилиндра друг с другом. К таким отклонениям можно отнести непараллельность опорных поверхностей корпуса цилиндра относительно его плоскости горизонтального разъема, неперпендикулярность плоскостей вертикальных разрезов, соединяемых между собой частями корпуса цилиндра к оси расточки его, несопадение плоскостей горизонтального разъема отдельных частей составного

Т а б л и ц а 19-5 Схема расположения динамометров и расчетные данные по реакциям опор турбин ЛМЗ

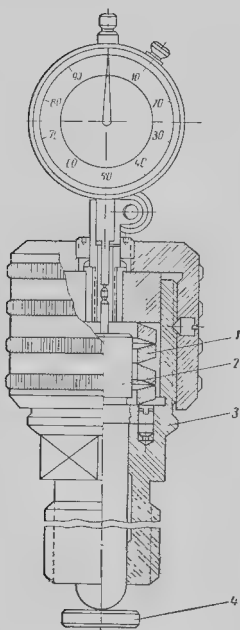
Тип турбины		Места замеров																		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
К 300-240		без крышки																		
		7050	7050	7050	7050	7050	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		с крышкой																		
		7050	7050	7050	7050	7050	7050	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	9700	9700	9700	9700	4100	4100
К-200-130		без крышки																		
		9450	9450	9450	9450	9450	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	9450	9450	9450	4500	4600	3000
		с крышкой																		
		4100	4100	4100	4100	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	5300	5300	5300	5300	—	—
К-100-90		без крышки																		
		5700	5700	5700	5700	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	8800	8800	8800	8800	—	—
		с крышкой																		
		5000	5000	5000	5000	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	5000	5000	5000	5000	—	—
К-100-90 (ВК-100-5)		без крышки																		
		6300	6300	6300	6300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	6300	6300	6300	6300	—	—
		с крышкой																		
		6000	6000	6000	6000	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	—	—	—	—	—	—
ПТ-50-130-13		без крышки																		
		8600	8600	8600	8600	8600	5700	5700	5700	5700	5700	5700	5700	5700	—	—	—	—	—	—
		с крышкой																		
		6000	6000	6000	6000	6000	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	—	—	—	—	—	—
ПТ-50-90/13		без крышки																		
		8600	8600	8600	8600	8600	5700	5700	5700	5700	5700	5700	5700	5700	—	—	—	—	—	—
		с крышкой																		
		6000	6000	6000	6000	6000	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	—	—	—	—	—	—
К-50-90		без крышки																		
		5000	5000	5000	5000	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	—	—	—	—	—	—
		с крышкой																		
		7600	7600	7600	7600	7600	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	—	—	—	—	—	—



Тип турбины		Места замеров											Количество и место установки динамометров		
		20'	21	21'	22	22'	23	23'	24	24'	25'	26'			
K-300-240	без крышки	4925		4925	4925	—	4825		4825				Тип турбины	Количество динамометров	Место установки динамометров по варианту II
	с крышкой														
K-200-130	без крышки	—	4500	—	4500	—	3500	—	3500	—	—	—	Одноцилиндровая	10	1—8; 23; 24 1—8; 23; 24; 25; 26
	с крышкой														
K-100-90	без крышки	—	3500	—	3500	—	4400	6 400	4400	6 400	3400	3400	Двухцилиндровая	16	Для K-100 90 1—16 и 21—24 Для ИТ-50-90 и ИТ-50-130 1—8 и 19—24
	с крышкой	—	7300	—	7300	—	8400	10 150	8400	10 150	3600	3600			
K-100-90 (BK-100-5)	без крышки	—	4250	—	4250	—	4800	—	4800	—	—	—			1—16; 21; 22; 23; 26
	с крышкой	—	7300	—	7300	—	7500	—	7500	—	—	—			
ИТ-50-130/13	без крышки	6985	5600	8 460	5600	8 450	6200	8 600	6200	8 600	3900	3900			1 8; 19; 26
	с крышкой	9970	8600	11 410	8600	11 410	9000	11 250	9000	11 250	4060	4060			
ИТ-50-90/13	без крышки	6985	3550	5 800	3550	5 800	3400	6 650	3400	6 650	3900	3900	K-300-240	28	1—4; 12 точек на ЦНД; 13—16; 19—26
	с крышкой	9970	7060	9 150	7060	9 150	6650	8 800	6650	8 800	4060	4060			
K-50-90	без крышки	—	—	—	—	—	4250	6 900	4250	6 900	2600	2600	K-200-130	24	1 18; 19—26
	с крышкой	—	—	—	—	—	7200	9 800	7200	9 800	2600	2600			

корпуса (уступы доходят до 0,5 мм) и пр. Все эти отклонения ведут к тому, что если горизонтальный разъем корпуса цилиндра строго выверить по уровню в горизонтальной плоскости в поперечном направлении, то не все опорные поверхности корпуса цилиндра будут плотно прилегать к своим фундаментным рамам или корпусам подшипников (в случае, если цилиндр своими лапами опирается на корпус подшипника) и, следовательно, реакции опор, симметричных относительно продольной оси турбины, не будут равны. Отсюда можно сделать вывод, что установка корпусов турбины с проверкой их по уровню в поперечном направлении не даст удовлетворительных результатов и ведет к неповторяемости сборки. Установка корпусов по уровню в продольном направлении производится для получения необходимых уклонов, но должна выполняться одновременно с проверкой равенства реакций симметричных опор. Проверка в поперечном направлении может производиться только как контрольная операция. Для определения опорных реакций ЛМЗ применил динамометр, конструкция которого основана на принципе определения нагрузки по величине деформации упругого элемента — тарельчатых пружин (рис. 19-10). Динамометры ввинчиваются в отверстия фундаментных рам или в отверстия лап цилиндра, т. е. в места, где необходимо определить реакции опор.

Рис. 19-10. Динамометр



При ввинчивании упругий элемент 1 и шток 2 перемещаются вместе с корпусом 3 вниз до упора в опорную поверхность через каленый пятак 4 во избежание смятия этой поверхности. При дальнейшем ввертывании корпуса штока, упираясь в каленый пятак, сжимает пружины 1 и воспринимает на себя нагрузку от веса корпуса турбины. При этом корпус турбины поднимается, отрываясь от опорных поверхностей, и на динамометр полностью передается соответствующая часть нагрузки от веса корпуса. Сжатие пружин 1 через шток 2, упирающийся в ножку индикатора, передается на индикатор, и стрелка его показывает нагрузку, воспринимаемую данным динамометром. Динамометры предварительно тарируются на лабораторном прессе, при этом кривые нагрузки и разгрузки должны совпадать, погрешность измерения не должна превышать 3%. ЛМЗ применяет динамометры с максимальной нагрузкой 15 т. При внедрении этого метода ЛМЗ провел ряд исследований на заводском стенде и на электростанциях для сравнения установки цилиндров по старой технологии, т. е. с проверкой в поперечном направлении по уровню, и установкой цилиндров по равенству реакции симметричных опор. На одной из электростанций эти исследования были проведены на действующей турбине ВК-100-2. Перед остановкой ее на капитальный ремонт была снята контурная вибрационная диаграмма. При установке по старому способу (т. е. так, как турбина была смонтирована) имелась очень большая неравномерность в распределении нагрузок, часть опор 7, 8, 11 и 12 (см. табл. 19-5 для турбины ВК-100-5) совершенно была

разгружена. Сопоставление с вибрационной диаграммой показало, что места наибольших вибраций падалились как раз там, где опоры не несли нагрузки. Это подтверждает неприемлемость метода установки цилиндров по уровню в поперечном направлении [50].

В фундаментные рамы ввертывается шестнадцать динамометров (для турбины К-200-130) грузоподъемностью по 15 т, расположение их видно в табл. 19-5. На циферблатах фиксируется нулевое положение. Ввертывая динамометры в рамы, равномерно нагружают их так, чтобы получить одинаковые расчетные нагрузки по симметричным опорам, выдерживая при этом для данного типа турбины уклоны, указанные рис. 19-4.

Расчетные реакции опор (нагрузки) для корпуса цилиндра низкого давления (для нижних половин) турбины К-200-130 приведены в табл. 19-5.

Отклонение нагрузок у динамометров, стоящих рядом на одной и той же опоре по одну сторону оси, допускается до 300 кг, отклонения величин нагрузок симметрично расположенных динамометров допускается в пределах $\pm 5\%$ от величины нагрузки, приходящейся на динамометр при равном распределении нагрузок. Между фундаментными рамами и клиновыми домкратами во время проведения установки корпуса цилиндра низкого давления по реакциям опор должен быть зазор. Результаты замеров по динамометрам и величины уклонов заносятся в формуляр.

После того как нижняя половина корпуса цилиндра низкого давления выверена по равенству симметричных нагрузок и по уровню с требуемыми уклонами в соответствии с допустимыми значениями, клиновые домкраты подводятся до соприкосновения с фундаментными рамами, при этом нужно наблюдать, чтобы нагрузка на динамометры не изменялась. Таким образом, нагрузка с динамометров передается на клиновые домкраты, но динамометры остаются ввернутыми, так как они в дальнейшем еще будут нужны. Индикаторы из динамометров вынимают, чтобы их не повредить.

Трудоемкость установки нижней половины корпуса цилиндра низкого давления по уровню и по равенству симметричных нагрузок составляет примерно 60 нормо-ч.

Для обеспечения теплового расширения цилиндра на двенадцати болтах, крепящих фундаментные рамы к цилиндру, сферические шайбы пригоняются так, чтобы зазор между верхней шайбой и головкой болта был равен 0,05 мм (рис. 19-11).

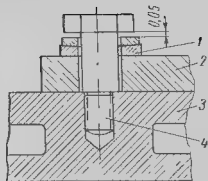


Рис. 19-11. Крепление цилиндра к раме:

- 1 — сферические шайбы;
- 2 — лапы цилиндра;
- 3 — фундаментная рама;
- 4 — дистанционный болт

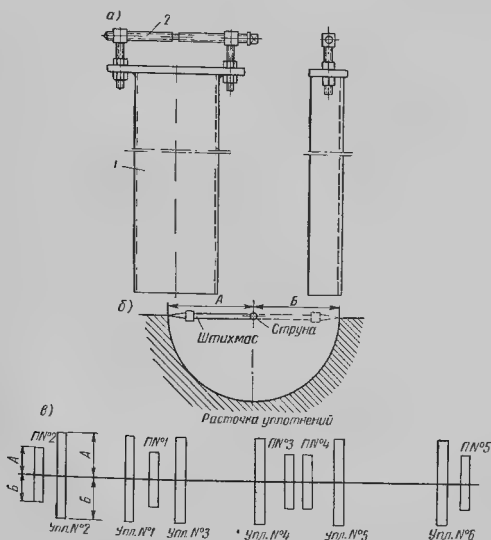
УСТАНОВКА КОРПУСА СРЕДНЕГО ПОДШИПНИКА № 1

Корпус среднего подшипника устанавливается на уже поставленную на восьми клиновых домкратах фундаментную раму. В осевом направлении корпус подшипника устанавливается по размеру расстояния между осями вкладышей подшипников № 1 и 3, равному 4321 мм с разрывом ± 1 мм (см. рис. 19-6). Оси расточек корпуса подшипника и корпуса цилиндра низкого давления должны находиться в одной вертикальной плоскости.

Для проверки этого за цилиндром низкого давления и перед корпусом подшипника устанавливаются специальные стойки (рис. 19-12, а), между ними натягивается рояльная струна диаметром 0,3—0,5 мм, которая крепится к стойке со стороны цилиндра низкого давления. С другой стороны струна натягивается подвешенным к ней грузом, величина которого составляет примерно 2/3 от разрывающего струну усилия. Натяжение ее с таким усилием повышает точность замера и гарантирует при этом от разрыва струны. Рояльная струна не имеет перегибов и потому позволяет получить необходимую точность при центровке по ней.

Струна центруется по расточкам под уплотнения по корпусу цилиндра низкого давления (который принимается за базу) при помощи штихмаса с микрометрической головкой (рис. 19-12, б). Затем корпус среднего подшипника устанавливается предварительно по струне по расточкам с точностью ± 1 мм. На корпуса подшипника и цилиндра низкого давления устанавливаются призмы с поправочными подкладками, ставится проверочная линейка с уровнем, и корпус подшипника путем регулировки клиновыми домкратами устанавливается с уклоном в 8,1—11,1 делений с подъемом в сторону высокого давления (см. рис. 19-4). После этого корпус подшипника центруется окончательно по струне по расточкам под маслозащитные кольца с точностью $\pm 0,2$ мм.

Рис. 19-12. Центровка по струне: а — приспособление для струны (1 — стойка; 2 — винт для поперечного перемещения струны); б и в — центровка по струне (П — подшипники; Упл — расточка под уплотнения)



УСТАНОВКА ЦИЛИНДРА СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ ПО УРОВНЮ С ПРОВЕРКОЙ ПО РЕАКЦИЯМ ОПОР

По своей конструкции цилиндр среднего давления четырьмя лапами (две со стороны высокого давления и две со стороны низкого) опирается на корпус подшипника в цилиндре низкого давления и на корпус среднего подшипника. Конструкция этого соединения показана на рис. 19-13, б. Такая конструкция связывает цилиндр среднего давления в продольном направлении с цилиндром низкого давления и корпусом среднего подшипника и в то же время позволяет ему свободно расширяться от нагрева в поперечном направлении на поперечных шпонках. Продольное тепловое расширение цилиндра среднего давления происходит вместе с корпусом среднего подшипника на его фундаментной раме и направляется продольной точкой, установленной на раме.

Для установки цилиндра среднего давления подбираются временные подкладки и ставятся на опорные площадки корпуса среднего подшипника и корпуса подшипника в цилиндре низкого давления на места будущей установки поперечных шпонок. Цилиндр среднего давления своими лапами устанавливается на эти подкладки, натягивается струна на ранее установленные стойки, и цилиндр среднего давления предварительно центрируется по струне по расточкам под уплотнения с точностью ± 1 мм. В осевом направлении цилиндр среднего давления устанавливается по размерам чертежа с разрывом ± 1 мм. В местах расточек под уплотнения в цилиндре среднего давления и расточек в корпусе среднего подшипника № 1 устанавливаются призмы и проверочная линейка (с учетом поправочных прокладок).

В лапы цилиндра среднего давления ввертывается четыре динамометра 17-20, индикаторы их устанавливаются на пуль (табл. 19-5). Равномерно подвывая и нагружая динамометры, цилиндр среднего давления выставляется на динамометрах по уровню для получения необходимого подъема в сторону высокого давления (5,6 ÷ 8,6 деления уровня «Геологоразведка», см. рис. 19-4) и с соблюдением равенства реакции симметричных опор, расчетная величина которых приведена в табл. 19-5.

Для окончательной установки цилиндра среднего давления на поперечные шпонки замеряют величину h (расстояние от лап до опорной площадки во всех четырех опорах — рис. 19-13, б). Поперечные шпонки, изготовленные с припуском, обрабатываются по этому размеру, окончательно пришабриваются по месту и заводятся под лапы с проверкой щупом плотности их прилегания и зазоров в других местах согласно рис. 19-13, б.

Для контроля проверяется уклон цилиндра среднего давления по уровню, он должен оставаться таким же, каким был при установке цилиндра на динамометрах. Так как часть нагрузки цилиндра среднего давления передается через лапы на корпус цилиндра низкого давления, рекомендуется проверить неизменность уклонов нижней половины корпуса цилиндра низкого давления. Трудоемкость установки цилиндра среднего давления равна примерно 90 нормо-ч.

УСТАНОВКА КОРПУСА ПЕРЕДНЕГО ПОДШИПНИКА № 2

Установка корпуса переднего подшипника производится так же как и среднего. Устанавливается он на фундаментную раму, поставленную на восемь клиновых домкратов. Корпус подшипника центруется по струне предварительно с точностью ± 1 мм, в осевом направлении он

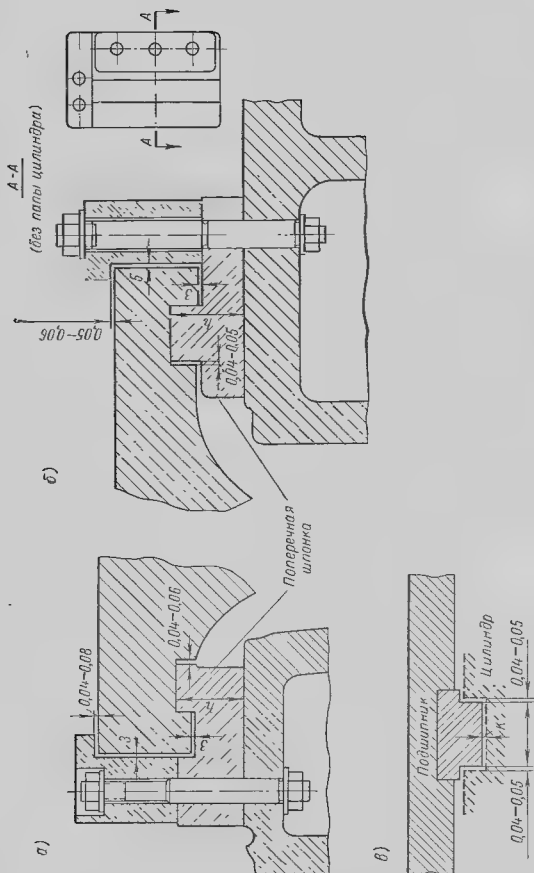


Рис. 19.13. Конструкция соединения цилиндра с корпусом подшипника; α — поперечная шпонка у переднего подшипника; β — то же у среднего; ϑ — вертикальная шпонка

устанавливается по расстоянию между осями вкладышей № 1 и 2, равному 4720 мм с разрывом ± 1 мм (см. рис. 19-6). Призмы устанавливаются на подкладках, учитывающих поправки всех несоответствий расточек, в местах расточек под вкладыш № 2 переднего подшипника и № 1 среднего подшипника ставится проверочная линейка и на клиновых домкратах корпус переднего подшипника турбины К-200-130 выставляется с уклоном 10,30—13,30 (см. рис. 19-4).

После этого корпус переднего подшипника окончательно центруется по струне по расточкам под маслозащитный фланец с допуском $\pm 0,2$ мм и окончательно закрепляется.

УСТАНОВКА ЦИЛИНДРА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ПО УРОВНЮ С ПРОВЕРКОЙ ПО РЕАКЦИЯМ ОПОР

Операции по установке цилиндра высокого давления аналогичны операциям по установке цилиндра среднего давления, так как конструкция крепления цилиндра высокого давления с корпусами подшипников на лапах такая же, как и у цилиндра среднего давления (рис. 19-13, а).

Под призмы с учетом величины прокладок цилиндров низкого и среднего давления и корпусов среднего и переднего подшипников подкладываются поправочные подкладки, устанавливается проверочная линейка, в лапы ввертываются четыре динамометра (21—24, табл. 19-5). Равномерно нагружая динамометры, ставят цилиндр высокого давления с уклоном в 9,2—12,2 делений в сторону переднего подшипника (см. рис. 19-4), соблюдая при этом равенство реакций симметричных опор. Значения расчетных реакций опор приведены в табл. 19-5, в ней также дано расположение динамометров и расчетные реакции опор для других паровых турбин ЛМЗ. Цифрами 19'—26' обозначены динамометры на среднем и переднем подшипниках (вместо опорных лап на фундаментных рамах под этими подшипниками, рассматривая это как второй вариант установки корпусов турбин среднего и высокого давлений и подшипников по реакциям опор).

Для перевода цилиндра высокого давления на штатные поперечные шпонки замеряется величина h (рис. 19-13, а) для всех четырех шпонок и заранее заготовленные с припуском шпонки окончательно по высоте пригоняются по размеру h и поочередно заводятся под лапы цилиндра высокого давления. Шупом проверяется плоскость прилегания лап и зазоры в шпонках, а также уклоны корпуса цилиндра высокого давления по уровню, которые не должны измениться. Проверяется по уровню неизменность положения корпуса среднего подшипника после его нагружения частью веса цилиндра высокого давления (9 т из 16).

ЦЕНТРОВКА ЦИЛИНДРОВ ВЫСОКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ ПО СТРУНЕ ОТНОСИТЕЛЬНО ЦИЛИНДРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Цилиндры высокого и среднего давлений предварительно были сцентрированы по струне с точностью ± 1 мм. Перед тем как окончательно зафиксировать положение поперечных шпонок, необходимо эти цилиндры поставить по струне по отношению к цилиндру низкого давления, чтобы оси всех цилиндров лежали в одной вертикальной плоскости с допустимыми отклонениями, которые даны в табл. 19-6.

	Расточка									
	Тип турбины		Уплотнения		Подшип- ника № 2		Уплотнения		Подшип- ника	
			№ 1	№ 2	№ 2	№ 2	№ 3	№ 4	№ 3	№ 4
К-300-240	При установке струны по точкам уплотнений ЦВД									
	При установке струны по расточкам уплотнений ЦВД и ЦНД									
К-200-130	При установке струны по расточкам уплотнений ЦНД									
	При установке струны по расточкам уплотнений ЦВД и ЦНД									
К-100-90	При установке струны по расточкам уплотнений ЦНД									
	При установке струны по расточкам уплотнений ЦВД и ЦНД									
ПТ-50-130/13	При установке струны по расточкам уплотнений ЦНД									
	При установке струны по расточкам уплотнений ЦВД и ЦНД									

Примечание. Номера подшипников и уплотнений для турбин К-300-240 и К-200-130 даны в порядке их расположения, если смотреть на генератор

Относительно большие отклонения для корпусов подшипников ($\pm 0,2$ и $\pm 0,3$ мм) допустимы, так как благодаря применению регулируемых вкладышей центровка роторов по расточкам под наружные уплотнения может быть выполнена очень точно за счет прокладок под подушками вкладышей.

Центрируется цилиндр среднего давления по струне по расточкам под уплотнения с точностью $\pm 0,05$ и $\pm 0,08$ мм. Такая высокая точность центровки необходима из-за минимальных радиальных зазоров в наружных уплотнениях. Центровка по струне может производиться при установке струны по расточкам уплотнения № 1 цилиндра высокого давления и заднего уплотнения № 6 цилиндра низкого давления. В этом случае допустимые отклонения для каждой турбины даны в табл. 19-6 во второй строчке.

Центровка цилиндра среднего давления по струне заканчивается установкой вертикальных шпонок, связывающих между собой цилиндр среднего давления с цилиндром низкого давления и средним корпусом подшипника в вертикальной плоскости. Вертикальные шпонки допускают относительное тепловое расширение сопряженных элементов турбины в вертикальном направлении и не позволяют цилиндру среднего давления в работе отклоняться в боковые стороны. Поперечное расширение цилиндра при нагреве беспрепятственно происходит по поперечным горизонтальным шпонкам. Припиливаются и пришабриваются опорные поверхности двух вертикальных шпонок, передней и задней, шпонки устанавливаются и закрепляются на свои места. Зазоры в них должны быть: боковые 0,04—0,05 мм и размер n не менее 3,0 мм (рис. 19-13, е). Совершенно таким же образом проверяется центровка по струне цилиндра высокого давления. Фиксируется эта центровка установкой вертикальных шпонок аналогичной конструкции с обеих сторон (с корпусами подшипников переднего и среднего) с зазорами, как и для вертикальных шпонок цилиндра среднего давления. В практике заводской сборки иногда центровку по струне, даже для трехцилиндровых турбин, замещают предварительной центровкой роторов турбины по полумуфтам, при этом точность установки цилиндров получается не ниже, чем при центровке по струне. Расположение вертикальных шпонок хорошо видно на продольном разрезе турбины (рис. 19-5). Для одноцилиндровых турбин, ввиду того что отдельных корпусов здесь только два (корпус цилиндра и корпус переднего подшипника), центровка по струне не является обязательной. Согласно конструкции (см. рис. 19-13, а и б), поперечные шпонки крепятся на корпусах подшипников посредством шпилек и болтов.

При помощи переносного радиальносверлильного станка, устанавливаемого на цилиндре, сверлятся и развертываются отверстия в шпонках и корпусах, пригоняются на блеск шпильки.

Чтобы при тепловом расширении цилиндры высокого и среднего давлений не могли отрываться вверх от поперечных шпонок (что поведет к вибрации турбины), все лапы сверху зажимаются специальными планками с зазором по высоте 0,04—0,08 мм для высокого давления и 0,05—0,06 мм для среднего давления, не препятствующими благодаря этому зазору боковому расширению лап цилиндров. Определяется по месту высота этих зажимов, путем строжки на заранее подготовленных заготовках снимается припуск, планки пригоняются по месту, устанавливаются и закрепляются.

Таким образом производится фиксирование поперечных шпонок и зажимов по четырем лапам цилиндра среднего давления и четырем лапам цилиндра высокого давления. Этой операцией заканчивается фиксирование установка цилиндров по уровню и реакция опор.

ПРИГОНКА И ЦЕНТРОВКА ВКЛАДЫШЕЙ ПОДШИПНИКОВ ПО ПРОВЕРОЧНОМУ ВАЛУ

По окончанию установки всех корпусов подшипников и корпусов цилиндров приступают к укладке в цилиндры роторов турбины. Этому должна предшествовать пригонка по месту и центровка всех вкладышей подшипников. При проведении этой операции используется специальное приспособление, пазываемое проверочным валом (рис. 19-7, *б*), так как производить центровку вкладышей при помощи штатных тяжелых роторов очень неудобно из-за частой выемки их из цилиндра. Конечная цель операции установки вкладышей заключается в получении соосности их с цилиндром турбины, при этом за проверочную базу принимаются расточки под наружные уплотнения цилиндра как места, где радиальные зазоры должны быть минимальными. Гнезда под вкладыши в подшипниках зачищаются, по краске к ним пригоняются регулирующие подушки вкладышей. Нижние половины вкладышей устанавливаются в свои расточки, на них укладывается проверочный вал. Меняя толщину прокладок под подушками вкладышей, добиваются такого положения вала, что размеры *a*, *b* и *c* будут находиться в пределах значений, приведенных в табл. 19-7, что означает совпадение осей вкладышей с осью цилиндра турбины.

Таблица 19-7. Допуски на центровку роторов турбин ЛМЗ по расточкам уплотнений в мм

Расточка уплотнения	К-300-240		К-200-130		К-100-90		К-50-90	
	от	до	от	до	от	до	от	до
ЦВД и ЦСД (<i>a</i> <i>b</i>)	0,0	+0,1	0,0	+0,1	0,0	+0,1	—	—
ЦНД (<i>a</i> <i>b</i>)	0,0	+0,1	0,05	+0,1	-0,05	+0,1	0,0	+0,1
ЦВД, ЦСД и ЦНД	+0,05	+0,1	+0,05	+0,1	+0,05	+0,1	+0,05	+0,1
$c > \frac{a+b}{2}$ на								

При укладке в дальнейшем роторов в подшипники для получения плотного прилегания всех вкладышей по боковым подушкам после центровки их по проверочному валу рекомендуется уменьшить прокладки под нижними подушками: в цилиндре низкого давления на 0,1 мм, в цилиндре среднего давления на 0,07 мм, в цилиндре высокого давления на 0,05 мм (у турбины К-200-130 вес ротора низкого давления 36 т, ротора среднего давления 16,2 т, ротора высокого давления 7 т).

ЦЕНТРОВКА РОТОРОВ ТУРБИН ПО ПОЛУМУФТАМ

Как уже указывалось выше, оси всех роторов в турбине должны представлять собой одну плавную кривую без каких-либо изломов этой кривой между полумуфтами отдельных роторов. Получение такой плав-

ной линии достигается путем центровки роторов по полумуфтам, при этом сопряженные полумуфты должны быть концентричны между собой, а торцы их параллельны. Концентричность полумуфт, т. е. роторов, свидетельствует об отсутствии параллельного смещения роторов относительно друг друга, а параллельность торцов — об отсутствии излома общей оси роторов. У двух и трехцилиндровых турбин за базу обычно принимается ротор низкого давления и к нему последовательно прицентровываются роторы среднего и высокого давлений.

Требование концентричности и параллельности полумуфт приводит к тому, что при повороте двух роторов в четыре положения под углом 90° зазоры a по окружности должны быть равны между собой, так же как и зазоры по торцу b (рис. 19-14). Перемещая конец одного ротора вместе с концом цилиндра (чтобы не сбить центровки ротора по расточкам под уплотнения) путем передвижки фундаментных рам вверх или вниз в вертикальной плоскости и вбок в горизонтальной, добиваются равенства размеров $a_1 = a_2 = a_3 = a_4$ и $b_1 = b_2 = b_3 = b_4$. Размер b проверяется щупом. Для определения размера a на полумуфту ротора, принятого за базовый, прикрепляется жесткая скоба или индикатор и ножка их должна быть против окружности полумуфты прицентровываемого ротора (рис. 19-15, I). При применении скобы замер a производится щупом. Таким образом, при центровке роторов по полумуфтам оба ротора совместно проворачиваются на $90, 180$ и 270° с замером в каждом положении (в том числе и первоначальном, принимаемом за нулевое) показаний a и b . Анализ этих замеров указывает на положение полумуфт (т. е. роторов) относительно друг друга. Хотя перед центровкой оба ротора заклинивают во избежание их осевых перемещений, они могут незначительно перемещаться. Для того чтобы учесть при поворотах возможные небольшие сдвиги роторов в осевом направлении, замер b при каждом положении роторов снимается в четырех точках (рис. 19-16) и величины b_1, b_2, b_3, b_4 определяются как средние арифметические их замеров.

$$b_1 = [b_1^I + b_1^{II} + b_1^{III} + b_1^{IV}] \frac{1}{4};$$

$$b_2 = [b_2^I + b_2^{II} + b_2^{III} + b_2^{IV}] \frac{1}{4};$$

$$b_3 = [b_3^I + b_3^{II} + b_3^{III} + b_3^{IV}] \frac{1}{4};$$

$$b_4 = [b_4^I + b_4^{II} + b_4^{III} + b_4^{IV}] \frac{1}{4}.$$

Результирующие замеры центровки показаны на рис. 19-16, I (справа).

Такой способ замера исключает влияние биения полумуфт при повороте роторов. Правильность произведенных замеров контролируется равенством

$$a_1 + a_2 = a_3 + a_4;$$

$$b_1 + b_2 = b_3 + b_4.$$

Отклонение при такой проверке допустимо не более $0,02$ мм.

В некоторых конструкциях машин нижние размеры a_2 и b_2 невозможно замерить, тогда они определяются из равенства

$$a_2 = (a_3 + a_4) - a_1;$$

$$b_2 = (b_3 + b_4) - b_1$$

Рис. 19-15. Процесс центровки роторов: / — приспособление для замера; II — V — результаты проверки

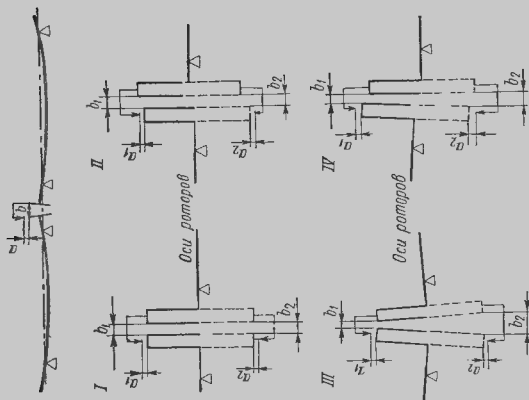
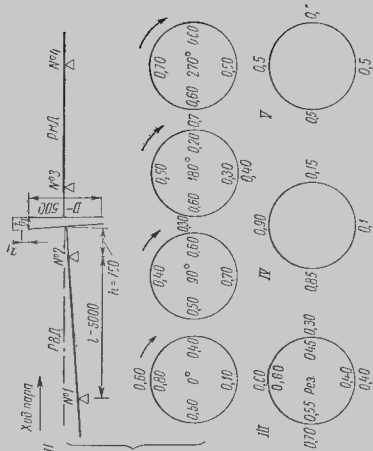
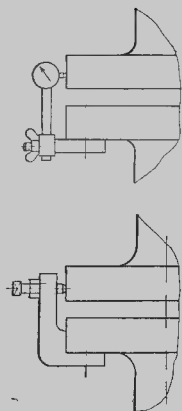


Рис. 19-14. Различные положения роторов: / $a_1 = a_2$; $b_1 = b_2$; II $b_1 \neq b_2$; $a_1 \neq a_2$; III $a_1 = a_2$; $b_1 \neq b_2$; IV $a_1 \neq a_2$; $b_1 \neq b_2$



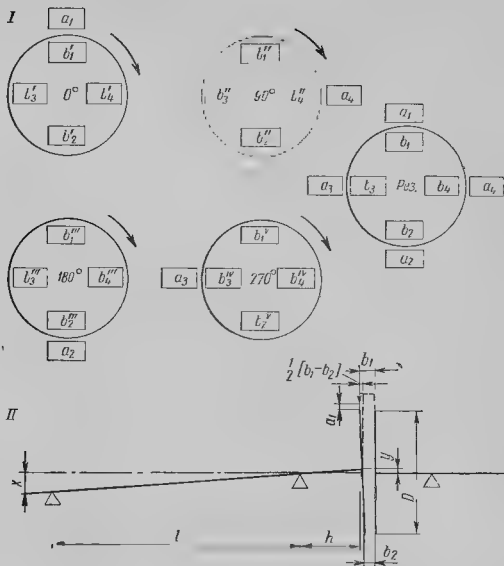


Рис. 19-16. I — формуляр записи центровки роторов по полу-мудтам; II — определение величин перемещения ротора по результатам центровки

По окончании центровки производится контрольный замер при повороте роторов на 360° , т. е. в первоначальное положение, этот замер должен соответствовать первому. Необходимые перемещения конца ротора x по произведенным замерам определяются по следующим приближенным формулам согласно рис. 19-16, II.

В вертикальной плоскости

$$x_e = l \frac{b_1 - b_2}{D}.$$

При подъеме конца ротора на величину x_e другой конец опустится на y

$$y_e = h \frac{x_e}{l}.$$

То же самое относится к перемещениям в горизонтальной плоскости

$$x_e = l \frac{b_3 - b_4}{D},$$

$$y_e = h \frac{x_e}{l}.$$

Рассмотрим весь ход центровки на следующем примере (рис. 19-15, II—V).

Результаты замеров даны на рис. 19-15, II

$$b_1 = (0,8 + 0,4 + 0,5 + 0,7) 1/4 = 0,6 \text{ мм}; \quad b_2 = (0,1 + 0,7 + 0,3 + 0,5) \times \\ \times 1/4 = 0,4 \text{ мм}; \quad b_3 = (0,5 + 0,5 + 0,6 + 0,6) 1/4 = 0,55 \text{ мм}; \\ b_4 = (0,4 + 0,6 + 0,2 + 0,6) 1/4 = 0,45 \text{ мм}.$$

$$x_6 = 5000 \frac{0,6 - 0,4}{500} = 2 \text{ мм}; \quad y_6 = 750 \frac{2}{5000} = 0,3 \text{ мм}.$$

При подъеме подшипника № 1 величины a_1 и a_2 изменятся на величину y_6 , т. е. $a_1 = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ мм}$; $a_2 = 0,4 - 0,3 = 0,1 \text{ мм}$ (рис. 19-15, IV).

Подняв подшипник № 1 на 2 мм, получим параллельность торцов полумуфта в вертикальной плоскости, и ротор высокого давления будет находиться ниже ротора низкого давления на $\frac{0,9 - 0,1}{2} = 0,4 \text{ мм}$ и, следовательно, весь ротор высокого давления надо поднять на 0,4 мм. То же в горизонтальной плоскости:

$$x_2 = 5000 \frac{0,55 - 0,45}{500} = 1 \text{ мм}; \quad y_2 = 750 \frac{1}{500} = 0,15 \text{ мм}.$$

Подшипник № 1 следует подать влево и тогда $a_3 = 0,7 + 0,15 = 0,85 \text{ мм}$; $a_4 = 0,3 - 0,15 = 0,15 \text{ мм}$ (рис. 19-15, IV).

Ротор высокого давления в горизонтальной плоскости (смотря по ходу пара) надо подать влево на $\frac{0,85 - 0,15}{2} = 0,35 \text{ мм}$.

Окончательное положение полумуфт после проведения центровки дано на рис. 19-15, V, размер a по окружности во всех четырех положениях мы получаем равным 0,5 мм, т. е. роторы лежат на одной оси.

Таким образом, процесс центровки роторов по полумуфтам заключается сначала в исправлении излома осей роторов (т. е. торцы полумуфт параллельны) и затем в получении соосности роторов (равенства размеров a во всех положениях).

При перемещении роторов недопустимо перемещение вкладышей за счет регулирующих прокладок под подушками, так как это расстроит центровку роторов по расточкам под уплотнения. Недопустимо также ротор перемещать с цилиндром на раме в вертикальном направлении путем установки прокладок под корпус подшипника, так как при тепловом расширении цилиндра и перемещении корпуса подшипника прокладки могут быть выжаты с рамы и это поведет к нарушению центровки. Перемещение ротора по вертикали должно производиться вместе с цилиндром, корпусами подшипников и фундаментными рамами на клиновых домкратах, а по горизонтали — путем сдвига рам в боковом направлении.

Незначительное перемещение роторов путем изменения толщины прокладок под подушками вкладышей может быть допущено в пределах допусков на радиальные зазоры в наружных уплотнениях цилиндра турбины.

При проведении центровки необходимо обращать внимание на отсутствие на муфтах вмятин, забоин, уступов и всего прочего, что может мешать правильному проведению замеров. По окончании центровки роторов по полумуфтам производится контрольная проверка положения ротора по расточкам наружных уплотнений цилиндра.

В зависимости от конструкции турбины величины b_1 и b_2 могут и не быть равными в результате центровки. Если, например, крайний корпус подшипника в некоторых конструкциях, нагреваемый теплом цилиндра турбины, расширяется в вертикальном направлении и поднимает конец

ротора, то, следовательно, во время работы турбины будет происходить расцентровка турбины. В этом случае при центровке роторов полумуфтам дают верхнее раскрытие, т. е. делают $b_1 > b_2$ примерно на 0,04 - 0,10 мм. Таким образом, при нагревании корпуса подшипника это раскрытие уменьшится, и торцы полумуфт будут параллельны в пределах допуска на центровку. Наоборот, в двухцилиндровой турбине с тремя подшипниками (т. е. один из роторов имеет только один подшипник и соединяется с другим жесткой муфтой) для более равномерного распределения веса

Таблица 98 Допуски (в мм) на центровку роторов турбин ЛМЗ по полумуфтам (для $n = 3000$ об/мин)

				
Тип турбины	Муфта со змеевидной пружиной (гибкая)			
	в вертикальной плоскости		в горизонтальной плоскости	
	$a_1 - a_3$	$b_1 - b_3$	$a_3 - a_4$	$b_3 - b_4$
К-300-240	—	—	—	—
К-200-130	—	—	—	—
Серия турбин высокого давления	$0,0 \div (0,1)$	$\pm (0,04 \div 0,08)$	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$
Центробежный масляный насос (с РВД)	$\pm (0,3 \div 0,4)$	$\pm 0,05$	$\pm (0,15 \div 0,20)$	$\pm 0,05$
Тип турбины	Муфта жесткая			
	в вертикальной плоскости		в горизонтальной плоскости	
	$a_1 - a_3$	$b_1 - b_3$	$a_3 - a_4$	$b_3 - b_4$
К-300-240	—	$-0,54^*$	—	$\pm 0,03$
К-200-130	—	$-(0,18 \div 0,22)^*$	—	$\pm 0,03$
Серия турбин высокого давления	—	—	—	—
Центробежный масляный насос (с РВД)	—	—	—	—
Тип турбины	Муфта полужесткая (волнистая)			
	в вертикальной плоскости		в горизонтальной плоскости	
	$a_1 - a_3$	$b_1 - b_3$	$a_3 - a_4$	$b_3 - b_4$
К-300-240	$\pm 0,03$	$-(0,08 \div 0,1)$	$\pm 0,03$	$\pm 0,03$
К-200-130	$\pm 0,04$	$\pm (0,0 \div 0,06)$	$\pm 0,03$	$\pm 0,03$
Серия турбин высокого давления	$\pm 0,04$	$\pm (0,0 \div 0,06)$	$\pm 0,03$	$\pm 0,03$
Центробежный масляный насос (с РВД)	—	—	—	—

* роторы высокого и среднего давлений расположены на трех подшипниках (знак минус означает раскрытие вниз, величина его зависит от веса ротора)

Таблица 19-9. Допуски (в мм) на центровку роторов газовой турбины ГТУ-700-4 НЗЛ по полумуфтам

Характеристика муфты	Число оборотов в минуту	Отклонение по окружности	Отклонение по торцу
Жесткая	3000	0,02	0,02
Зубчатая (гибкая)	3000	0,04	0,07
Зубчатая (гибкая)	7000	0,03	0,05

роторов по подшипникам при центровке добиваются раскрытия муфт внизу, чтобы b_1 было меньше b_2 на 0,10—0,50 мм. При сбалчивании после центровки жесткой муфты это дает возможность уменьшить нагрузку от веса роторов на средний подшипник и более равномерно распределить ее по всем подшипникам.

Для паровой турбины К-200-130 и других паровых турбин ЛМЗ допуски на центровку роторов по полумуфтам даны в табл. 19-8.

У турбин, имеющих более высокое число оборотов, чем 3000 об/мин, допуски на центровку ужесточаются еще более. Это видно из табл. 19-9, где приведены допуски на центровку ГТУ-700 4 НЗЛ.

Технология центровки роторов по полумуфтам турбины К-200-130 следующая: после центровки вкладышей по проверочному валу и проверки центровки по роторам вкладыши роторов низкого и среднего давлений тщательно протираются, заливаются маслом и роторы укладываются в цилиндры. К полумуфте ротора низкого давления крепится скоба, обе полумуфты роторов низкого и среднего давлений соединяются двумя временными меньшего диаметра болтами, оставляя зазор между торцами около 1 мм. Все вкладыши прижимаются камертонами к плоскости разъема для предохранения их от проворачивания. При проворачивании роторов не допускается их осевое перемещение с помощью деревянного клина. Оба ротора проворачиваются в одном направлении с замерами через каждые 90° по окружности и по торцам, как было указано выше. Путем перемещения фундаментной рамы под корпусом среднего подшипника в вертикальной и горизонтальной плоскостях ротор среднего давления прицентровывается к ротору низкого давления так, чтобы показания $a_1 - a_2$ и $a_3 - a_4$, а также $b_1 - b_2$ и $b_3 - b_4$ находились в пределах, указанных в табл. 19-8.

Для учета деформации просадки корпусов подшипников и изменения центровки по полумуфтам верхние крышки цилиндров низкого и среднего давлений устанавливаются на нижние, закрепляются и затем проводится контрольная центровка по полумуфтам с соответствующим исправлением центровки по новым замерам. Центровка сдается отделу технического контроля с накрытыми крышками и заканчивается она разворачиванием отверстий в полумуфтах для установки постоянных болтов. Для контроля за неизменностью положения роторов при разворачивании отверстий на наружные окружности полумуфт устанавливаются два индикатора.

Трудоемкость работ по центровке роторов низкого и среднего давлений турбины К-200-130 составляет около 78 нормо-ч.

После установки постоянных болтов на муфту между роторами низкого и среднего давлений они проворачиваются и проверяются по индикатору на биение; замеряются уклоны обоих роторов по уровню, устанавливаемому на шейках подшипников роторов № 1, 3, 4 и 5. Уклоны должны

соответствовать указанным на рис. 19-4. Затем ротор высокого давления прицентровывается к ротору среднего давления, принимаемому на базу. Эта центровка у турбины К 200-130 усложняется тем, что ротор высокого давления лежит на одном подшипнике и жесткой муфтой соединяется с ротором среднего давления. Ротор высокого давления укладывается одним концом в передний подшипник № 2, вторым — заводится в заточку диаметром 300 мм в полумуфте ротора среднего давления на глубину 5 мм. Скоба крепится к полумуфте на роторе среднего давления; обе полумуфты скрепляются двумя противоположными временными болтами, с зазорами между полумуфтами около 1 мм (чтобы при повороте ротор высокого давления не выпал из заточки ротора среднего давления). Далее центровка производится как изложено выше, и ротор высокого давления прицентровывается к ротору среднего давления в пределах допусков, данных в табл. 19-8.

Центровка роторов высокого и среднего давлений по полумуфтам заканчивается развертыванием отверстий в муфте, установкой точных болтов и проверкой по двум индикаторам (поставленным на каждой полумуфте) неизменности положением роторов при производстве этих операций. Оба спаренных вала проверяются на биение и по уровню, устанавливаемому на шейках роторов высокого и среднего давлений. Уклоны должны соответствовать указанным на рис. 19-4.

Установка цилиндров турбины по уровню и по реакциям опор, установка вкладышей и центровка роторов по полумуфтам сдается отделу технического контроля, после чего нагрузка с динамометров снимается, передается на клиновые домкраты, а динамометры из фундаментных рам и поперечных шпонок вывертываются. Уклоны цилиндров и нагрузка на опоры (реакции), полученные при сдаче отделу технического контроля, являются обязательными для руководства при повторной сборке турбины на месте ее установки при монтаже.

ЦЕНТРОВКА ОБОЙМ ДИАФРАГМ И САМИХ ДИАФРАГМ В ЦИЛИНДРАХ

Конструкция турбины К 200-130 предусматривает установку диафрагм в цилиндрах через обоймы либо непосредственно в цилиндрах. Крепление обойм в цилиндре и диафрагм в обойме и в цилиндре показано на рис. 19-17. Такое крепление позволяет производить надежную центровку деталей и в то же время допускает свободное тепловое расширение их без нарушения центровки.

Зачищаются пазы цилиндра и гребни обойм (см. продольный разрез — рис. 19-5). В выемки цилиндра под лапки обойм устанавливаются временные прокладки, и нижние половинки обойм вкладываются в нижнюю половину цилиндра (рис. 19-17, а). В подшипники устанавливается проверочный вал, верхние половинки обойм накрываются и закрепляются по горизонтальному разъему. Путем снятия штихмасом радиальных размеров между валом и обоймой, подбором соответствующих прокладок под лапки и передвижки обойм в боковом направлении обоймы центрируются по отношению к проверочному валу с допуском $\pm 0,2$ мм. После снятия верхних половин обойм замеряются и пригоняются тепловые зазоры между лапками обойм и выемками в цилиндре, при этом зазор в направлении, перпендикулярном оси цилиндра, должен быть равен 2—3,5 мм. Временные прокладки заменяются постоянными, верхние плоскости лапок припиливаются так, чтобы зазор между ними и горизонтальным разъемом цилиндра был 0,03—0,05 мм. Наличие зазора внизу между

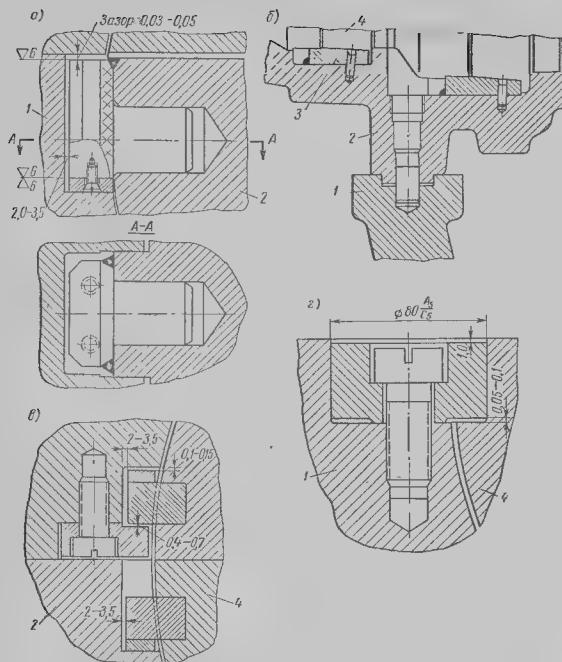


Рис. 19-17. Конструкция крепления обойм и диафрагм в цилиндре турбины К-200-130:

1 — цилиндр; 2 — обойма; 3 — косая шпонка; 4 — диафрагма

пазами цилиндра и гребнем обоймы в радиальном направлении проверяется свинцовым оттиском.

Для предотвращения сдвига обойм после центровки положение их в цилиндре фиксируется специальными радиальными штифтами, для чего через отверстия в обоймах при помощи переносного сверлильного станка в цилиндре сверлятся и развертываются по 2-му классу отверстия, в которые вставляются специальные штифты (рис. 19-17, б).

Конструкция крепления диафрагм в обойме показана на рис. 19-17, в и 19-18. В осевом направлении положение диафрагмы в обойме определяется аксальными упорными штифтами (обычно их 8 шт.), устанавливаемыми со стороны впуска пара (со стороны выхода пара диафрагма должна плотно прилегать торцом обода к обойме во избежание протечек пара). Эти штифты запрессовываются в диафрагму и пригоняются по размеру паза.

Предварительно вне цилиндра нижние половины обойм устанавливают разъемом вверх, зачищают пазы под диафрагмы. Диафрагмы

вставляются в обоймы. Плоскости лапок, крепящих диафрагмы в обоймах, пригоняются по краске к выемкам в обоймах. Прокладки устанавливаются на лапки и закрепляются винтами.

Дальнейшая сборка диафрагм с обоймами производится в цилиндре. Обоймы (нижние половины) устанавливаются в цилиндре, в них укладываются диафрагмы на лапках (без уплотнительных колец) и по проверочному валу производится центровка диафрагм в обоймах. На проверочный вал крепится скоба с указателем или индикатором и при повороте вала измеряют показания b между валом и внутренней расточкой диафрагмы (рис. 19-18). Так же как и при центровке обойм, добиваются равенства размеров b в пределах допусков путем установки подкладок под лапки и бокового перемещения диафрагмы. Допускаемые отклонения при центровке внутренних частей цилиндров относительно роторов для турбин ЛМЗ приведены в табл. 19-10. Значения отклонений с левой и правой сторон даны, если смотреть на генератор, в точном соответствии с заводскими инструкциями, нижние значения обобщены по данным для разных турбин, и величина отклонений изменяется по ходу пара от наибольших значений для передних деталей в цилиндре до наименьших для задних. Увеличение допускаемых отклонений слева на 0,15—0,1 мм и уменьшение их на такую же величину справа объясняется всплыванием роторов в подшипниках на масляной пленке и при правом вращении (по часовой стрелке) — отнесением роторов влево и, следовательно, выравниванием этих величин в работе турбины.

Отклонения с плюсом для нижних значений размера B даны с учетом расширения цилиндров в вертикальной плоскости за счет нагрева лап, которыми цилиндры опираются на корпус подшипника; во время работы турбины эти величины уменьшаются и выравниваются с верхними.

Указанные объяснения относятся также и к табл. 19-7.

Так как роторы имеют определенный статический прогиб, а центровка диафрагм производится по проверочному валу, необходимо при установлении размера B внизу учитывать разность прогибов ротора и проверочного вала. Обычно так подбирают диаметр проверочного вала, чтобы прогиб его был равен прогибу ротора, — это упрощает процесс центровки диафрагм.

Проверка равенства прогибов их осуществляется путем установки на шейках уровня «Геологоразведка», сумма показаний которого на обеих шейках ротора и проверочного вала должна быть одинакова.

Так как под лапками диафрагм установлены постоянные прокладки, но с припуском по высоте, то при этой центровке в соответствии с нижним размером B прокладки отвертываются и шлифуются для снятия заменного припуска. Диафрагмы снова устанавливаются в обоймы на шлифованных в размер прокладках под лапками и по проверочному валу производится окончательная центровка диафрагм, в пределах указанных выше допусков.

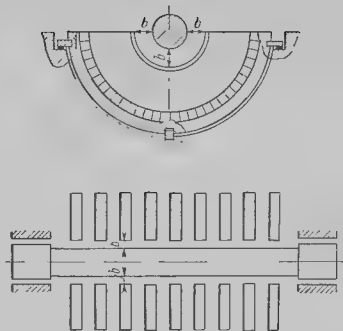
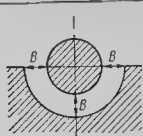


Рис. 19-18. Центровка диафрагм по проверочному валу



Наименование деталей	С левой стороны	Вниз *	С правой стороны
Ротор высокого давления			
Цилиндр внутренний **	$B_{+0,15}^{+0,3}$	$B_{+0,2}^{+0,3}$	$B_{-0,15}^{-0,1}$
Уплотнение и диафрагмы № 2—6 внутреннего цилиндра **	$B_{+0,1}^{+0,15}$	$B_{+0,15}^{+0,2}$	$B_{-0,15}^{-0,1}$
Переднее уплотнение	$B_{+0,1}^{+0,15}$	$B_{+0,1}^{+0,23}$	$B_{-0,15}^{-0,1}$
Обоймы и диафрагмы	$B_{+0,1}^{+0,15}$	$B_{+0,05}^{+0,20}$	$B_{-0,15}^{-0,1}$
Заднее уплотнение	$B_{+0,15}^{+0,15}$	$B_{+0,1}^{+0,05}$	$B_{-0,15}^{-0,15}$
Ротор среднего давления			
Переднее уплотнение	$B_{+0,1}^{+0,15}$	$B_{+0,1}^{+0,2}$	$B_{-0,15}^{-0,1}$
Обоймы и диафрагмы	$B_{+0,1}^{+0,15}$	$B_{+0,1}^{+0,2}$	$B_{-0,15}^{-0,1}$
Заднее уплотнение	$B_{+0,15}^{+0,15}$	$B_{+0,1}^{+0,05}$	$B_{-0,15}^{-0,15}$
Ротор низкого давления			
Переднее уп ение	$B_{+0,1}^{+0,15}$	$B_{+0,1}^{+0,2}$	$B_{-0,15}^{-0,1}$
Диафрагмы			
Заднее уплотнение			

* Усредненные значения для разных турбин.

** Для турбины К-300-240.

Фиксация диафрагм в обоймах от поперечного перемещения (не нарушая при этом возможности теплового расширения диафрагм во всех направлениях) производится либо при помощи радиальных вертикальных штифтов (наподобие обойм) как, например, в цилиндре низкого давления (рис. 19-5), либо при помощи устанавливаемых внизу в обоймах в осевом направлении косых шпонок в цилиндрах среднего и высокого давлений (рис. 19-17, б и 19-18). В случае штифтовых диафрагмы закрепляются в обоймах, обоймы вынимаются из цилиндра, внизу просверливаются радиальные отверстия по одному для каждой диафрагмы, в отверстие заводятся штифты, и обоймы с диафрагмами снова устанавливаются в цилиндр.

При фиксации косыми шпонками после центровки диафрагм по проверочному валу в нижний паз диафрагм заводится косая шпонка 3 (рис. 19-17, б) и прихватывается электросваркой к опорной площадке обоймы. После выемки диафрагмы из обоймы косая шпонка обваривается окончательно. После фиксации диафрагм в обоймах производится контрольная центровка их по проверочному валу для проверки правильности их окончательного положения.

Для центровки верхних половин диафрагм путем переноса размеров с нижних половин определяется толщина прокладок под лапками в верхних половинах и прокладки шлифуются до требуемого размера.

Верхние половины диафрагм вставляются в верхние половины обойм на шлифованных прокладках под лапками, и диафрагмы центруются для проверки правильности расчета толщины прокладок. При этом стопорные шайбы пригоняются с зазорами 0,4—0,7 мм, указанными на рис. 19-17, с, а верхние половины диафрагм крепятся в обоймах при помощи этих стопорных шайб. Проверяется возможность некоторого перемещения диафрагм в обойме для теплового расширения.

Затем верхние половины обойм с половинками диафрагм устанавливаются на нижние половины обойм по установочным штифтам и проверяется центровка диафрагм при помощи заранее уложенного в подшипник проверочного вала.

Центровка диафрагм, непосредственно устанавливаемых в цилиндр, например последних диафрагм ступеней цилиндра низкого давления (рис. 19-17, с), производится по проверочному валу аналогично тому, как центруются диафрагмы в обоймах.

Фиксируется правильное положение этих диафрагм в цилиндре по окончании центровки при помощи стопорных шайб, для чего переносный станок устанавливается на цилиндр низкого давления и в цилиндре и диафрагме совместно фрезеруются гнезда диаметром 80 А₅ под стопорные шайбы. Зазор между выемкой в диафрагме и стопорной шайбой для теплового расширения делается равным 0,05—0,1 мм.

Каминные камеры в цилиндре низкого давления, уплотнительные обоймы (передние и задние) цилиндров среднего и высокого давлений центруются в расточках цилиндров также при помощи проверочного вала. Крепление всех уплотнительных обойм в цилиндрах производится на лапках с прокладками под ними, а фиксация их — при помощи косых шпонок в нижней части цилиндров; все операции по центровке аналогичны операциям по центровке обойм для диафрагм.

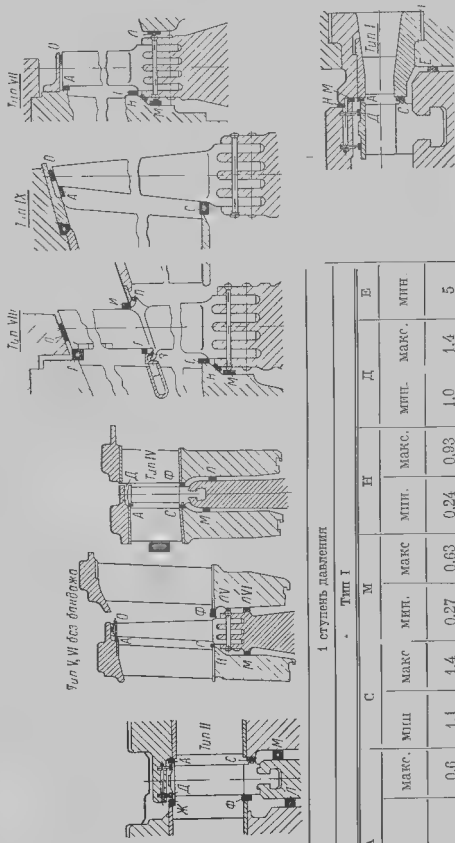
При центровке всех деталей как обойм, так и диафрагм комут с индикатором передвигается в осевом направлении по проверочному валу и устанавливается против центрируемой детали.

При центровке внутренних частей цилиндра по проверочному валу необходимо время от времени производить проверку правильности положения проверочного вала во вкладышах по отношению к расточкам под наружные уплотнения цилиндра.

Трудоемкость работ по установке обойм и диафрагм в цилиндре в большой степени зависит от конструкции крепления этих деталей.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ЗАМЕР ОСЕВЫХ И РАДИАЛЬНЫХ ЗАЗОРОВ В ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ТУРБИНЫ

Все нижние половины цилиндров продуваются сжатым воздухом, в них вкладываются обоймы и диафрагмы, в диафрагмы набираются уплотнительные кольца с пружинами. В цилиндры высокого и среднего давлений устанавливаются также сегменты сопел, нижние половины наружных уплотнительных обойм с набранными в них уплотнительными кольцами и маслозащитные кольца. Укладываются роторы низкого, среднего и высокого давлений (последний во вкладыш цилиндра высокого давления и на специальную опору в корпусе среднего подшипника), и ротор высокого давления своей полумуфтой заводится в заточку полумуфты ротора среднего давления. Все полумуфты ставятся по нулевым отметкам, а роторы высокого и среднего давлений скрепляются болтами. Собирается нижняя половина опорно-упорного подшипника (закладываются рабочие и установочные колодки). Ротор низкого давления



1 ступень давления

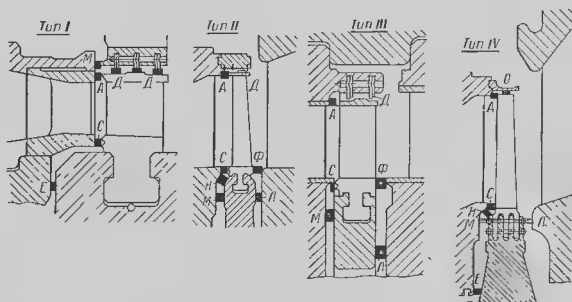
Тип I

А		С		М		Н		Д		Е	
		макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.
тип	макс.	0,6	1,1	4,4	0,27	0,63	0,24	0,93	1,0	1,4	5
	мин.										

Зазоры

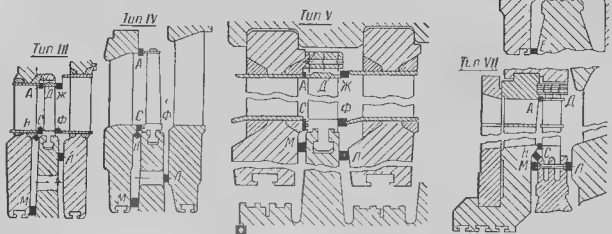
Ступень давления	Тип	А		С		М		И		Ж		Ф		Н		Е		О		Д	
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
2	II	4,0	4,5	1,0	1,5	41,7	12,8	7,4	9,1	5,2	6,6	6,0	8,3	—	—	—	—	—	—	1,5	1,85
3	II	4,0	4,5	1,0	1,5	9,7	10,7	7,3	9,1	5,4	6,8	6,0	8,3	—	—	—	—	—	—	1,5	1,85
4	II	4,0	4,5	1,0	1,5	9,7	10,7	7,3	8,9	5,4	6,8	6,6	7,8	—	—	—	—	—	—	1,5	1,85
5	II	4,0	4,5	1,0	1,5	9,7	10,7	7,3	8,9	5,4	6,8	6,6	7,8	—	—	—	—	—	—	1,5	1,85

Т а б л и ц а 19-12. Допуски на зазоры проточной части турбины К-100-90 (в мм)



Ступени давления	Зазоры															
	Тип	А		С		М		Л		Ф		Е	Н	О	Д	
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мм.	мин.	мин.	мин.	макс.
1	I	1,0	1,5	1,2	1,7	0,1	0,3	—	—	—	—	5,0	—	—	1,0	1,8
2	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	6,5	8,5	—	—	—	—	—	1,5	1,9
3	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	6,5	8,5	—	—	—	—	—	1,5	1,9
4	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	6,5	8,5	6,6	7,7	—	—	—	1,5	1,9
5	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	6,5	8,5	6,6	7,7	—	—	—	1,5	1,9
6	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	6,5	8,5	6,6	7,7	—	—	—	1,5	1,9
7	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	6,5	8,5	6,6	7,7	—	—	—	1,5	1,9
8	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	6,5	8,5	6,6	7,7	—	—	—	1,5	1,9
9	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	6,5	8,5	6,6	7,7	—	—	—	1,5	1,9
10	III	1,1	1,6	1,3	1,8	7,7	8,7	17,5	19,5	6,6	7,7	—	—	—	1,5	1,9
11	III	1,1	1,7	1,3	1,9	7,7	8,7	6,5	8,5	6,6	7,7	—	—	—	1,5	1,9
12	II	1,1	1,7	1,3	1,9	7,7	8,7	6,5	8,5	6,2	7,3	—	—	—	1,5	1,9
13	II	1,1	1,7	1,3	1,9	7,7	8,7	19,5	21,5	7,1	8,4	—	—	—	1,5	1,9
14	II	1,5	2,2	1,7	2,4	6,6	7,8	7,5	9,5	7,5	8,6	—	—	—	1,5	1,9
15	II	1,5	2,2	1,7	2,4	6,6	7,8	7,5	9,5	—	—	—	—	—	1,5	1,9
16	II	1,5	2,2	1,7	2,4	6,6	7,8	7,5	9,5	—	—	5,3	—	—	1,5	1,9
17	II	1,5	2,2	1,7	2,4	7,5	8,5	7,5	9,5	—	—	5,3	—	—	1,5	1,9
18	II	1,5	2,2	1,7	2,4	8,5	9,9	7,5	9,5	—	—	6,0	—	—	1,5	1,9
19	II	1,5	2,2	1,7	2,4	8,5	9,9	8,5	10,5	—	—	6,0	—	—	1,5	1,9
20	II	1,5	2,2	1,7	2,4	8,5	9,9	—	—	—	—	7,8	—	—	1,5	1,9
21	II	2,5	5,1	2,8	5,2	5,0	—	6,0	—	—	—	—	6,0	—	2,0	2,4
22	II	2,5	5,2	2,8	5,4	5,0	—	12,0	—	—	—	6,0	6,0	—	2,0	2,4
23	IV	3,5	—	4,0	—	4,5	—	8,0	—	—	—	5,5	4,5	3,0	—	—
24	IV	6,0	—	8,0	—	7,0	—	10,0	—	—	—	—	5,5	3,0	—	—
25	IV	6,0	—	8,0	—	7,0	—	—	—	—	—	—	5,0	4,0	—	—
26	II	3,5	6,4	3,8	6,6	6,5	—	5,0	—	—	—	—	6,0	—	2,0	2,4
27	II	3,5	6,5	3,8	6,7	6,5	—	11,0	—	—	—	7,0	6,0	—	2,0	2,4
28	IV	4,5	—	5,0	—	6,5	—	7,0	—	—	—	6,5	5,0	3,0	—	—
29	IV	8,0	—	10,0	—	8,0	—	9,0	—	—	—	—	6,0	3,0	—	—
30	IV	8,0	—	10,0	—	8,0	—	—	—	—	—	—	5,5	4,0	—	—

Таблица 19-13. Допуски на зазоры проточной части турбины ПТ-50-90/13 и ПТ-50-130/13 (в мм)



ПТ-50-90/13

Ступени давления	Тип	Зазоры												
		А		С		М	Ж		Ф		О	Е	Л	П
		мин	макс	мин.	макс.		мин.	макс.	мин.	макс.				
2	V	1,0	1,5	1,1	1,8	8,0	5,75	6,85	6,65	7,85			8,0	—
3	V	1,0	1,5	1,1	1,8	8,0	—	—	8,6	9,8	—	—	14,0	—
4	V	1,0	1,6	1,15	1,9	8,0	5,6	6,8	6,6	7,8	—	—	8,0	—
5	V	1,0	1,6	1,15	1,9	8,0	5,6	6,8	6,6	7,8	—	—	8,0	—
6	V	1,0	1,6	1,15	1,9	8,0	5,6	6,8	6,65	7,8	—	—	8,0	—
7	V	1,0	1,6	1,15	1,9	8,0	5,6	6,8	6,65	7,8	—	—	9,0	—
8	V	1,0	1,6	1,15	1,9	9,0	5,6	6,8	6,3	7,5	—	—	9,7	—
9	V	1,3	1,9	1,45	2,2	8,3	8,3	9,5	6,3	7,5	—	—	9,7	—
10	V	1,3	1,9	1,45	2,2	8,3	5,3	6,5	6,35	7,5	—	—	9,7	—
11	V	1,3	1,9	1,45	2,2	8,3	5,3	6,5	6,35	7,5	—	—	9,7	—
12	V	1,3	1,9	1,45	2,2	8,3	5,3	6,5	6,10	7,35	—	—	9,5	—
13	V	1,5	2,1	1,6	2,45	8,5	3,8	5,1	6,10	7,3	—	—	9,5	—
14	V	1,5	2,1	1,6	2,45	8,5	3,85	5,0	6,10	7,3	—	—	10,5	—
15	V	1,5	2,1	1,6	2,45	9,5	—	—	—	—	—	—	—	—
17	III	1,0	1,1	1,5	2,25	11,0	6,0	7,3	8,0	9,3	—	—	10,0	3,88
18	III	1,5	2,0	2,0	2,7	11,0	19,5	—	8,1	9,3	—	—	12,0	4,24
19	III	1,5	2,0	2,0	2,7	10,0	5,55	6,85	7,6	8,8	—	—	11,0	4,24
20	III	1,5	2,0	2,0	2,7	8,0	18,9	—	7,1	8,3	—	—	13,0	3,88
21	III	2,0	2,6	2,5	3,5	10,0	5,0	6,4	7,6	8,8	—	—	10,0	3,8
22	III	2,0	2,6	2,5	3,5	10,0	—	—	19,0	—	—	—	10,0	3,8
23	IV	2,0	2,5	2,5	3,4	10,0	—	—	—	—	—	—	10,5	6,0
24	IV	2,5	3,1	3,0	3,85	9,5	—	—	—	—	—	—	—	5,65
25	VII	3,0	3,6	4,0	5,0	11,0	—	—	—	—	—	—	18,3	7,8
26	VI	4,0	7,0	3,0	—	9,6	—	—	—	—	3,0	5,0	10,5	5,7
27	VI	10,5	—	15,9	—	9,5	—	—	—	—	3,0	18,1	27,5	7,5
28	VI	10,9	—	16,3	—	8,8	—	—	—	—	4,0	24,7	—	6,7

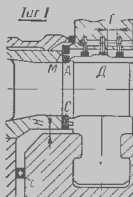
ПТ-50-130/13

Ступень давления	Тип	Зазоры													
		А		С		М	Ж		Ф		О	Е	Л	Н	
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	мин.	мин.	мин.	
2	V	1,0	1,5	1,1	1,8	8,0	6,7	7,8	6,8	7,8	—	—	—	8,0	—
3	V	1,0	1,5	1,1	1,8	8,0	5,6	6,8	6,8	7,8	—	—	—	8,0	—
4	V	1,0	1,6	1,15	1,9	8,0	—	—	6,8	7,8	—	—	—	14,0	—
5	V	1,0	1,6	1,15	1,9	8,0	5,6	6,8	6,7	7,8	—	—	—	8,0	—
6	V	1,0	1,6	1,15	1,9	8,0	5,6	6,8	6,7	7,8	—	—	—	8,0	—
7	V	1,0	1,6	1,15	1,9	8,0	5,6	6,8	6,7	7,8	—	—	—	9,0	—
8	V	1,0	1,6	1,15	1,9	9,0	5,6	6,8	6,8	7,8	—	—	—	9,0	—
9	V	1,3	1,9	1,45	2,2	8,3	5,6	6,8	6,7	7,8	—	—	—	9,0	—
10	V	1,3	1,9	1,45	2,2	8,3	5,6	6,8	6,6	7,8	—	—	—	9,0	—
11	V	1,3	1,9	1,45	2,2	8,3	5,6	6,8	6,8	7,8	—	—	—	9,0	—
12	V	1,3	1,9	1,45	2,2	8,3	5,6	6,8	6,8	7,8	—	—	—	9,0	—
13	V	1,5	2,1	1,6	2,45	8,5	5,6	6,8	6,6	7,9	—	—	—	9,5	—
14	V	1,5	2,1	1,6	2,45	8,5	5,6	6,8	6,8	7,9	—	—	—	10,0	—
15	V	1,5	2,1	1,6	2,45	9,5	5,6	6,8	6,8	7,8	—	—	—	10,0	—
16	V	1,5	2,1	1,6	2,45	9,5	6,3	7,6	6,5	7,8	—	—	—	10,0	—
17	V	1,5	2,1	1,6	2,45	9,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
19	III	1,0	1,1	1,5	2,25	11,0	6,0	7,35	8,0	9,3	—	—	—	10,0	3,88
20	III	1,5	2,0	2,0	2,7	11,0	19,5	—	8,1	9,3	—	—	—	12,0	4,24
21	III	1,5	2,0	2,0	2,7	10,0	5,55	6,85	7,6	8,8	—	—	—	11,0	4,24
22	III	1,5	2,0	2,0	2,7	8,0	18,9	—	7,1	8,3	—	—	—	13,0	3,88
23	III	2,0	2,6	2,5	3,5	10,0	5,0	6,4	7,6	8,8	—	—	—	10,0	3,8
24	III	2,0	2,6	2,5	3,5	10,0	—	—	19,0	—	—	—	—	10,0	3,8
25	IV	2,0	2,5	2,5	3,4	10,0	—	—	—	—	—	—	—	10,5	6,0
26	IV	2,5	3,1	3,0	3,85	9,5	—	—	—	—	—	—	—	—	5,65
27	VII	3,0	3,6	4,0	5,0	11,0	—	—	—	—	—	—	—	11,0	7,8
28	VI	3,0	3,7	6,0	—	6,5	—	—	—	—	3,0	5,0	—	10,0	5,7
29	VI	10,5	—	15,0	—	10,5	—	—	—	—	3,0	18,1	—	27,5	7,5
30	VI	10,9	—	16,3	—	8,5	—	—	—	—	4,0	24,7	—	—	6,7

Регулирующее колесо ЦВД 1 я ступень

ПТ-50 90/13 и ПТ-50 130/13

Тип I



	А	С	Д	Е	Г	М	Н
Мин	1,0	1,25	1,0	5	10,3	0,1	0,1
Макс	1,2	1,40	1,4	—	11,7	0,3	0,3

Регулирующие колеса ЦНД

16-я ступень ПТ-50-90/13 и 18-я ступень ПТ 50-130/13

Тип II

	А	С	Д	Г	Г ₁	Е	И
Мин.	1	1,5	2,5	2,15	3,15	6	6
Макс.	1,2	1,7	2,9	3,10	4,10	—	—

Примечание Зазор Д для 2 15-й (2 — 17) ступени - минимальный 1,5, максимальный 2,0; для 28—24-й (25— 26) ступени — минимальный 2,0; максимальный 2,4; для 25— 26-й (27—28) ступени — минимальный 1,8, максимальный 2,8. В скобках указаны ступени для турбины ПТ-50-130/13.

Таблица 19-14 Допуски на зазоры проточной части турбины К-50-90 (в мм)

Регулирующее колесо

Тип I

	А	С	В	Г	К	Д	Е	Ф
Мин	1,0	1,0	4,0	4,0	0,7	1,5	0,5	4,0
Макс	1,5	1,5	—	—	1,2	2,0	1,2	—

Ступени давления	Зазоры											
	Тип	А		С		М		О	Л	Е	Ф	
		мин	макс	мин	макс.	мин	мин				мин	мин
2	II	1,0	1,5	1,3	1,8	5,0	—	—	4,0	—	4,0	6,5
3	II	1,0	1,5	1,5	2,0	5,0	—	—	4,0	—	4,0	6,5
4	II	1,0	1,5	1,5	2,0	5,0	—	—	4,0	—	4,0	6,5
5	II	1,0	1,5	1,5	2,0	5,0	—	—	4,0	—	4,0	6,5
6	II	1,0	1,5	1,5	2,0	5,0	—	—	4,0	—	4,0	6,5
7	II	1,0	1,5	1,5	2,0	5,0	—	—	4,0	—	4,0	6,5
8	II	1,0	1,5	2,0	2,5	5,0	—	—	4,0	—	4,0	6,5
9	II	1,0	1,5	2,0	2,5	5,0	—	—	6,0	—	4,0	6,5

Ступени давления	Зазоры											
	Тип	А		С		М	Н	О	Л	Е	Ф	
		мин	макс.	мин	макс.	мин.	мин.	мин.	мин.	мин	мин.	макс
10	II	1,0	1,5	2,0	2,5	5,0	-	-	4,0	—	4,0	6,5
11	II	1,0	1,5	2,0	2,5	5,0	-	—	8,0	—	4,0	6,5
12	II	1,5	2,0	2,0	2,5	5,0	-	—	4,0	—	6,0	7,5
13	II	1,5	2,0	2,0	2,5	6,0	—	—	5,0	—	6,0	7,5
14	II	1,5	2,0	2,0	2,5	6,0	-	-	5,0	—	—	—
15	III	1,5	2,0	2,0	2,5	6,0	4,0	-	5,0	-	—	—
16	III	1,5	2,0	2,0	2,5	6,0	4,0	-	5,0	-	—	—
17	III	1,5	2,0	2,0	2,5	6,0	5,0	-	5,0	-	—	—
18	III	2,0	3,0	2,0	3,0	6,0	5,0	—	5,0	—	—	—
19	III	2,0	3,0	6,0	8,0	6,0	5,0	-	5,0	—	—	—
20	IV	4,0	7,0	3,0	4,0	7,0	5,0	3,0	8,0	5,0	—	—
21	IV	10,0	16,0	4,0	6,0	7,0	5,0	3,0	8,0	-	—	—
22	IV	10,0	18,0	4,0	6,0	7,0	5,0	4,0	—	-	—	—

Примечание Зазор Д для 2 19-й ступени минимальный 1,5, максимальный 2,0

Примечание Зазор Д для 2 19-й ступени минимальный 1,5, максимальный 2,0

устанавливается по отношению диафрагм № 24 и 28 (первые диафрагмы левого и правого потоков в цилиндре низкого давления) согласно входным зазорам на рабочие лопатки этих ступеней (зазор с в табл. 19-11), стопорится для предотвращения от осевого сдвига его, и производится замер всех осевых зазоров между диафрагмами и дисками, а также в кампанных камерах (паруных уплотнениях цилиндра низкого давления). Замеры осевых зазоров повторяются при повороте ротора низкого давления на 90°, так как за счет некоторого биения дисков они могут несколько различаться между собой. Полученные величины зазоров сравниваются с чертежными. В случае их несоответствия производится передвигка диафрагм в осевом направлении путем выемки их из цилиндра и проточки на станке совместно с верхними половинками по гребню обода со стороны выхода пара при снятых больших входных зазорах, чем по чертежу, и со стороны впуска пара при меньших и затем удлинения опорных штифтов с входной или установки прокладки по ободу диафрагм с выходной стороны.

В цилиндрах среднего и высокого давлений роторы устанавливаются по чертежным выходным зазорам из сегментов сопл в рабочие лопатки ступеней № 1 и 14, и опорно упорный подшипник своими рабочими колодками прижимается к упорному диску ротора. Затем замеряются размеры b (см. рис. 13 5), установочные кольца протачиваются по этим размерам, заводятся на место, фиксируя таким образом неизменное положение роторов высокого и среднего давлений в осевом направлении. Все осевые зазоры и радиальные снимаются дважды: при первоначальном положении ротора и при повороте его на 90° и сравниваются с чертежными. При расхождении снятых осевых зазоров с чертежными, указанными в таблице, производится подрезка диафрагм с соответствующей стороны на величину расхождения зазоров (как указано для диафрагм цилиндра низкого давления). В табл. 19-12 — 19-14 даны допуски на зазоры проточной части некоторых других турбин ЛМЗ.

При зафиксированном положении в упорном подшипнике роторов высокого и среднего давлений и роторе низкого давления, придвинутом вплотную к полумуфте ротора среднего давления в соответствии с зазором в проточной части цилиндра низкого давления, определяется величина

подрезки торца этой полумуфты, после чего производится подрезка полумуфты ротора на станке.

Для предотвращения сдвига опорных вкладышей производится надсверливание их вместе с корпусами в плоскости разъема и стопорные шайбы пригоняются заподлицо с горизонтальным разъемом.

ЧИСТКА ЦИЛИНДРОВ, ОКОНЧАТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ВСЕХ ДЕТАЛЕЙ В ЦИЛИНДРЫ, УКЛАДКА РОТОРОВ И ОКОНЧАТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕРЫ ВСЕХ ЗАЗОРОВ В ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ

Диафрагмы и обоймы, а также вкладыши подшипников вынимаются из своих гнезд, очищаются от грязи, зачищаются все плоскости горизонтального разъема цилиндров и корпусов подшипников, все полости их продуваются сжатым воздухом. Все детали устанавливаются обратно, роторы укладываются в свои подшипники, собирается упорный подшипник; упорный диск с обеих сторон покрывается легким слоем краски и закрывается крышка корпуса среднего подшипника. Предварительно смазываются маслом шейки роторов турбины. Роторы сдвигаются до упора в колодки подшипника в одну сторону и проворачиваются на один оборот, затем сдвигаются в другую сторону, прижимаются к колодкам другой стороной упорного диска и также проворачиваются на один оборот. Окончательные замеры осевых и радиальных зазоров в проточной части турбины и во всех уплотнениях и маслозащитных кольцах снимаются при положении роторов с выбитыми на муфтах нулевыми отметками паверху, у горизонтального разъема цилиндров с правой и левой сторон и повторно замеряются при повороте роторов на 90° . Таким образом, в каждой ступени замер производится четыре раза, это делается для того, чтобы можно было выявить минимальные зазоры, по которым можно судить о их допустимости. Колебание зазоров происходит из-за некоторого биения дисков в осевом направлении и возможного незначительного перекоса диафрагм.

Осевые и радиальные зазоры между диафрагмами и дисками должны находиться в пределах, указанных в табл. 19-11. Чертежные значения зазоров в концевых и диафрагменных уплотнениях даны в табл. 19-15.

Радиальные зазоры в уплотнениях *С* как концевых, так и диафрагменных устанавливаются по окружности не равномерно, а с учетом всплывания ротора на масляной пленке в подшипниках, а также некоторого подъема цилиндра в вертикальной плоскости из-за нагрева опорных лап, которыми он опирается на корпуса подшипников, и коробления самого цилиндра вследствие разности температур его верхней и нижней частей. Далее снимается крышка среднего подшипника и путем передвижки роторов из одного крайнего положения в другое замеряется осевой разбег их в упорном подшипнике. Для турбины К-200 130, как и для других, он должен находиться в пределах 0,5—0,7 мм. Выпимаются колодки упорного подшипника и на основании отпечатков по краске, полученных при повороте ротора, проверяется, все ли колодки имеют одинаковые следы натертости краской, так как это будет свидетельствовать о том, что и в эксплуатации турбины они все будут работать равномерно.

Центровка масляного насоса, находящегося в корпусе переднего подшипника, с ротором высокого давления производится после окончательной установки этого ротора в цилиндр. Эта центровка заканчивается установкой прокладок под корпус масляного насоса и закреплением его в корпусе переднего подшипника.

таблица 10	Допуски на зазоры в концевых и диафрагменных уплотнениях турбин (в мм)
10	15

Допуски на зазоры в концевых и диафрагменных узлах																									
Тип турбины	Зазор	ПВД					ПВД					ПВД			Уплотнение										
		Переднее уплотнение			Заднее уплотнение обойм каминой камер	Уплотнение диафрагм	Переднее уплотнение		Заднее уплотнение обойм каминой камер	Уплотнение диафрагм	Уплотнение														
		обоймы № 1	остальных обойм	каминой камеры			обоймы	каминой камеры			передней обоймы	задней каминой камеры													
													обоймы № 1	обоймы № 2, 3, каминой камеры											
K-200-130	C A B	0,9-1,1 4,2-4,8 1,4-2,0	0,8-1,0 4,2-4,8 1,2-3,1	0,5-0,7 3,1-4,9 1,2-3,1	0,5-0,6 6,6-7,4 3,5-4,5	1,2-0,5 5,2-6,7 1,7-3,0	0,4-0,7 3,9-4,5 1,7-2,3	0,4-0,7 3,1-4,1 2,2-3,2	0,4-0,65 4,2-5,4 3,1-4,0	0,4-0,7 5,3-6,8 4,3-5,8	0,4-0,7 5,5-6,0 5,0-5,5	0,4-0,7 — —													
													Тип уплотнения					ПВД							
													I					II		III		IV		V	
Тип турбины	Зазор	ПВД					ПВД					ПВД			Уплотнение диафрагм										
		Переднее уплотнение			Заднее уплотнение	Уплотнение диафрагм	Заднее уплотнение		Уплотнение	Уплотнение															
		обоймы № 1	обоймы № 2, 3, каминой камеры	обоймы			каминой камеры	передней каминой камеры		задней каминой камеры															
											обоймы № 1	обоймы № 2, 3, каминой камеры													
K-100-90	C A B	0,5-0,7 3,1-3,9 2,4-3,0	0,5-0,7 6,3-7,7 4,0-5,8	0,5-0,7 4,9-6,3 3,0-4,4	0,5-0,7 4,0-7,0 4,0-7,0	0,6-0,7 — —																			
							Тип уплотнения					ПВД													
							III					III		III		V									

Тип турбины		Зазор	Тип уплотнения											
			IV		IV		IV		VI		III		V	
ПТ-50-90/13 И	С		0,9—1,1	0,8—1,0	0,6—0,8	0,5—0,7	1,2—0,5	0,5—0,7	0,3—0,4	0,4—0,5	0,6—0,7			
	А		3,7—4,3	3,2—3,9	5,8—6,8	6,6—7,4	4,9—6,1	3,7—4,3	2,9—5,1	4,5—6,0				
	В		2,4—3,1	1,3—2,1	3,9—5,0	3,3—4,2	2,7—3,4	2,4—3,1	3,5—5,5	2,3—3,3	3,2—4,2			
Переднее уплотнение														
ПТ-50-130/13	С		0,9—1,1	0,8—1,0	0,6—0,8	0,5—0,7	1,2—0,5	0,5—0,7	0,3—0,4	0,4—0,5	0,6—0,7			
	А		3,7—4,3	3,2—3,9	5,8—6,8	6,6—7,4	4,9—6,1	3,7—4,3	2,9—5,1	4,5—6,0				
	В		2,4—3,1	1,3—2,1	3,9—5,0	3,3—4,2	2,7—3,4	2,4—3,1	3,5—5,5	2,3—3,3	3,2—4,2			
Заднее уплотнение														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип уплотнения														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С		0,5—0,7	0,5—0,7	0,5—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7	0,4—0,7			
	А		3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9	3,1—3,9			
	В		2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9	2,1—2,9			
Тип турбины														
ПТ-50-90	С													

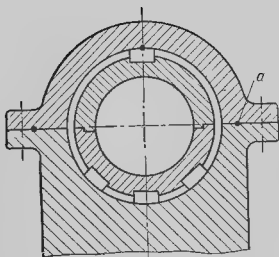


Рис. 19-19. Замер натягов в подшипнике а — свинцовая проволока

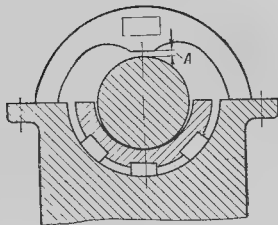


Рис. 19-20. Проверка положения ротора по скобе

Для проверки натягов во вкладышах опорных подшипников на разъемы корпусов их с двух сторон кладут свинцовую проволоку диаметром в 1 мм (рис. 19-19); верхние половины вкладышей устанавливаются на нижние и закрепляются с ними. На подушку верхней половины вкладыша кладется такая же свинцовая проволока, подшипник закрывается верхней крышкой, обжимается гайками на шпильках и затем разбирается. По замерам свинцовых оттисков на разъеме и на подушке определяется наличие натяга от крышки на вкладыш. При этой проверке принято так отрегулировать толщину прокладок под верхней и нижней подушками, чтобы при закрытой, но не обжатой крышке подшипника зазор по горизонтальному разъему составлял 0,06—0,12 мм, а для крупных турбин и до 0,15 мм. Затяжка фланцев корпуса подшипника при таком зазоре даст необходимый натяг во вкладыше и не сможет вызвать поломку фланца чугунной крышки при затяжке.

Для контроля износа вкладышей в эксплуатации и для возможности замены старого вкладыша новым запасным без проверки центровки роторов по полумуфтам применяются контрольные скобы (рис. 19-20). Они изготавливаются на заводе и пригоняются по месту после окончательной центровки роторов для каждого подшипника в отдельности.

Величина зазора А между скобой и шейкой вала (при снятой верхней половине вкладыша) выбивается на скобе так же, как и номер подшипника. Устанавливая в эксплуатации при ревизии турбины такую скобу на корпус подшипника, измеряя зазор и сравнивая его с заводским, можно судить (по положению ротора) об износе вкладыша. При расплавлении вкладыша этот конец вала краном слегка отрывается от вкладыша, аварийный вкладыш выкатывается из корпуса, заводится новый, запасной, окончательно расточенный по баббиту на заводе, устанавливается скоба и путем регулировки прокладками под подушками вкладыша добиваются зазора между скобой и шейкой вала, равного выбитому на скобе. Это позволяет избежать при новом вкладыше трудоемкой операции центровки роторов по полумуфтам.

ЗАКРЫТИЕ ЦИЛИНДРОВ ТУРБИН

Верхние половины цилиндров, обойм и диафрагм очищаются от грязи, зачищаются все горизонтальные разъемы, все полости продуваются сжатым воздухом. Все верхние половинки диафрагм вставляются в обоймы, в них набираются уплотнительные кольца, диафрагмы закрепляются в обоймах, уплотнительные кольца устанавливаются в наружные



Рис. 19-21. Турбина К-200-130 в сборе на стенде перед испытанием

обоймы уплотнений, ставятся в свои гнезда вкладыши и укладываются роторы. Верхняя половина цилиндра среднего давления кантуется разъемом вверх, в нее укладываются и закрепляются вместе с цилиндром диафрагмы № 14 и 15 (без обойм). В сопловые коробки заводятся и закрепляются сегменты сопел. Все верхние половины обойм с диафрагмами, последние диафрагмы № 27 и 31 (устанавливаемые непосредственно в цилиндр), уплотнительные обоймы ставятся на нижние половины, уже установленные в своих цилиндрах, и закрепляются по разьему между собой. Роторы проворачивают и проверяют на х, нет ли где задеваний за неподвижные части.

Горизонтальные разъемы цилиндров промазываются графитовой мастикой, ставятся направляющие колонки. Верхние крышки цилиндра поочередно строятся краном, поднимаются, еще раз продуваются сжатым воздухом, осматриваются и устанавливаются на нижние половины цилиндров по установочным штифтам, связывающим верхние половины цилиндров с нижними. Роторы снова проворачиваются для проверки отсутствия задевания.

После закрытия крышек цилиндров для учета влияния веса их и затяжки шпилек проверяется центровка роторов среднего и низкого давлений по полумуфтам (болты на этой муфте сняты), затем на муфту окончательно устанавливаются и затягиваются калиброванные болты.

Подготовительные работы к закрытию турбины и само закрытие являются весьма серьезными операциями.

Должна быть обеспечена полная невозможность попадания посторонних предметов в турбину, так как это поведет к поломке при пуске турбины отдельных деталей ее. Никто из посторонних, кроме сборочной бригады, на стенд не допускается, у слесарей в карманах должны быть только самые необходимые мерительные инструменты, обязательно привязанные на веревочках.

После закрытия турбины составляется акт за подписями начальников сборки и бюро технического контроля цеха с указанием, что при закрытии турбины ими произведен тщательный осмотр цилиндров и попадание посторонних предметов исключено.

Результаты замеров на всех этапах общей сборки заносятся в формуляры и хранятся в деле турбины. Основные замеры, которые необходимы на монтаже турбины для получения повторяемости монтажной сборки с заводской, заносятся в паспорт турбины и передаются персоналу завода, ведущему шефмонтаж турбины на электростанции.

Трудоемкость общей сборки турбины К-200-130 на заводском стенде составляет около 3000 нормо-ч.

На рис. 19-21 показана на стенде в собранном виде турбина К-200-130

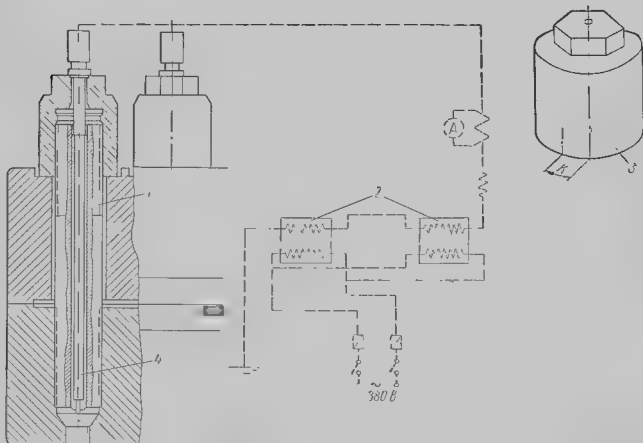
ЗАТЯЖКА КРЕПЕЖА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РАЗЪЕМА ТУРБИНЫ

При свободном наложении верхней половины цилиндра на нижнюю проверяются зазоры по горизонтальному разъему, с внутренней стороны этот зазор не должен превышать 0,05 мм. Колпачковые гайки наворачиваются ключом до упора усилием одного рабочего при рычаге 1-1,5 м. Дальнейшая затяжка крепежа производится путем нагрева шпилек специальным приспособлением или горячим воздухом, нагретым в змеевике автогенными горелками.

На рис. 19-22 показан карборундовый нагреватель, применяемый ЛМЗ, и схема его подключения. Два сварочных трансформатора соединяются последовательно и от них осуществляется питание одновременно двух карборундовых нагревателей. Нагреватели типа КНМВ-25 вставляются в центральное отверстие шпилек, обеспечивая при этом равномерный кольцевой зазор между отверстием и стержнем нагревателей, надеваются верхние контакты, и подводится ток (70 а на один нагреватель).

Рис. 19-22. Карборундовый нагреватель и схема его подключения (показана пунктиром):

1 — шпилька; 2 — сварочные трансформаторы; 3 — гайка; 4 — нагреватель



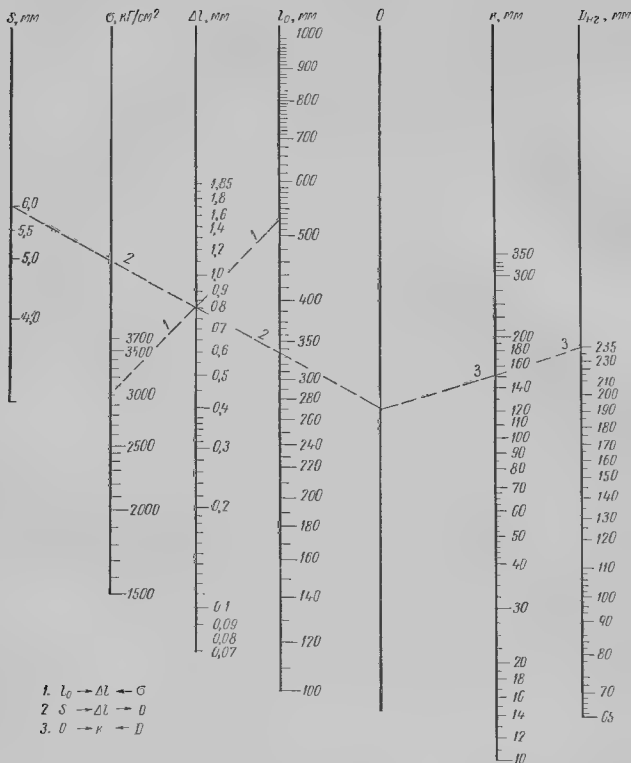


Рис. 19-23. Номограмма для определения величин затяга колпачковых гаек

По мере нагрева шпильки гайка поворачивается на заданную дугу κ , время нагрева составляет 20—30 мин. Шпильки, противоположные относительно оси цилиндра, нагреваются одновременно. Производится затяжка сначала крупных, а затем мелких шпилек. Перед нагревом на завернутой в холодную гайке с фланце делается контрольная риска и в сторону вращения гайки на фланце откладывается величина дуги κ . Определение дуги поворота κ при нагреве шпильки производится следующим образом

Известны: длина свободного конца шпильки l_0 , шаг резьбы S , наружный диаметр гайки $D_{н.г.}$, принятое напряжение затяга σ (для марок стали перлитного класса $\sigma \leq 3000 \text{ кг/см}^2$, для аустенитного $\sigma \leq 2000 \text{ кг/см}^2$). По номограмме (рис. 19-23) определяется удлинение

шпильки при нагревании Δl . Зная l_0 и σ , по S и Δl можно определить точку пересечения с прямой O и, соединив точку пересечения на прямой O с наружным диаметром гайки $D_{н.г}$, найти величину κ .

Пример. $l_0 = 535$ мм, $S = 6$ мм, $D_{н.г} = 235$ мм, $\sigma = 3000$ кг/см².
Определяем по l_0 и σ , что $\Delta l = 0,8$ мм; по Δl , S и $D_{н.г}$ находим $\kappa = 150$ мм.

Температура нагрева определяется из уравнения

$$t = \frac{\Delta l}{l_0} \frac{1}{\alpha},$$

где α — коэффициент линейного расширения, равный $12 \cdot 10^{-6}$.

Запрещается производить заворачивание гаек ударами кувалды по ключу (во избежание пластической деформации элементов резьбы), а также непосредственный пламенный обогрев шпилек, который может вызвать оплавление металла поверхности отверстия и образование трещин.

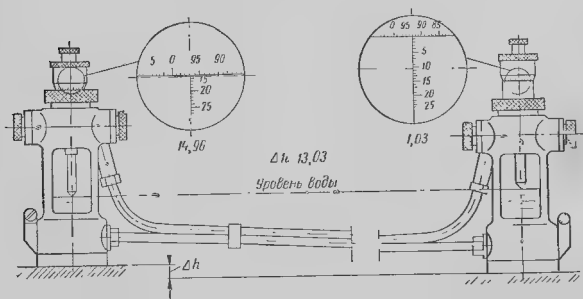
НЕКОТОРЫЕ ДРУГИЕ СПОСОБЫ УСТАНОВКИ ЦИЛИНДРОВ НА ЗАВОДСКОМ СТЕНДЕ ДЛЯ ПЕРЕНОСА ПОВТОРЯЕМОСТИ ЗАВОДСКОЙ СБОРКИ НА МОНТАЖ

Выше уже говорилось, что одним из требований, предъявляемых к общей сборке турбины на заводском стенде, является ведение этой сборки таким способом и с применением таких приборов, чтобы возможно было осуществить повторяемость на монтаже заводской сборки с необходимой точностью и в более короткие сроки.

По данным института «Оргэнергострой» в 1956 г. на монтаже паровой турбины был впервые применен гидростатический уровень конструкции ЭНИМС (рис. 19-24). Этот уровень предназначен для определения относительного высотного положения отдельных деталей турбины, требующих точной выверки при их установке, например фундамента, рам, цилиндров и корпусов подшипников, роторов и т. п.

Действие гидростатического уровня основано на принципе сообщающихся сосудов. Состоит он из двух наполненных водой приборов, связанных между собой водяными и воздушными шлангами. Длина шлангов выбирается в зависимости от расстояния между отдельными деталями

Рис. 19-24. Гидростатический уровень



турбины, разность высотных отметок которых надо определить. Каждый прибор имеет корпус со вставленным в него стеклянным сосудом, микрометрическую головку, нижний конец штока которой выполнен в виде конуса, и блокировочный затвор для предотвращения заброса воды в воздушный шланг. Один из приборов устанавливается на базовую реперную площадку, другой — на плоскость, высотное положение которой надо определить. При вращении микрометрического винта шток своим конусом касается поверхности воды, налитой в сосуд прибора. Замер производится одновременно на барабанчиках обоих приборов, разность этих значений покажет превышение одной плоскости над другой.

Точность показаний прибора $\pm 0,01$ мм, что соответствует при пересчете на уклон с замерами по монтажной линейке до 0,3 деления уровня «Геологоразведка». Порядок пользования гидростатическим уровнем следующий: на цилиндрах и корпусах подшипников размечаются места для установки гидростатического уровня. Так, для турбины ХТГЗ К-300-240 намечено 28 точек. После окончательной установки на стенде цилиндров, корпусов подшипников, нижних половин обойм с диафрагмами, роторов замеряются и заносятся в формуляр высотные отметки. Одновременно с этими замерами проверяются уклоны шеек роторов, центровка роторов по полумуфтам и расточкам в цилиндрах под паружные уплотнения. Установка турбины на монтажной площадке производится по высотным отметкам, снятым на заводе, при помощи гидростатического уровня.

«Оргэнергострой» разработал новый оптический метод центровки внутренних частей турбины относительно ее осм. Сущность этого метода заключается в том, что за ось турбины, к которой прицентрируются ее детали, принимается оптическая ось зрительной трубы. Для этого оптическую ось трубы, расположенной строго горизонтально, совмещают с центром одной из контрольных расточек турбины, принимаемой за базу. Положение центров всех остальных расточек и высотных опор турбины и определяется при помощи зрительной трубы относительно центра базовой расточки. Кроме зрительной трубы, в качестве приспособления применяются центроискатели, устанавливаемые в расточки корпусов турбин и подшипников. Порядок операций при применении оптической трубы следующий: для получения равенства расчетных реакций симметричных опор цилиндр низкого давления выверяется на стенде завода по динамометрам, затем переводится на клиновые домкраты. В расточки корпусов турбины ставятся центроискатели, по которым ориентируется оптическая ось трубы; ось трубы и центроискателя совмещены в одну вертикальную плоскость.

Таким образом, этот метод должен позволить осуществить повторяемость заводской сборки на монтаже. Отпадает центровка по струне, центровка по проверочному валу, высотные отметки опор турбины определяются по замерам оптической трубы и, следовательно, на монтаже нет необходимости проводить установку корпусов по уровню. Практически турбинными заводами этот метод почти не применяется.

ИСПЫТАНИЕ ТУРБИНЫ НА ЗАВОДСКОМ СТЕНДЕ

ЦЕЛЬ ИСПЫТАНИЯ

В зависимости от назначения турбины и ее мощности заводские испытания турбин проводятся в разном объеме и преследуют различные цели. Во всех случаях испытание турбины на заводе позволяет проверить качество общей сборки, надежность работы турбины на холостом ходу, наладку органов регулирования и снятие некоторых технических характеристик.

Паровые турбины крупных мощностей не могут быть испытаны на заводе с нагрузкой, так как для этого нужно иметь пар со спецификационными параметрами и в необходимом количестве, т. е. специальную котельную. Поэтому крупные, а также средние паровые турбины мощностью 12 000 *квт* и выше испытываются на заводе только на холостом ходу, при этом проверяется взаимодействие отдельных узлов турбины, ее спокойный ход, механическая прочность деталей, работа масляной системы, нагрев подшипников; производится наладка регулирования и регулятора безопасности. Обычно на заводах в случаях, когда машина проходит испытание только на холостом ходу, тщательно, путем частых испытаний, отрабатывают отдельные узлы на специальных стендах. Это относится в основном ко всем узлам регулирования, парораспределения и защиты и при испытании собранной в целом турбины проверяется только взаимодействие этих узлов между собой и в целом с турбиной. Конечно, на холостом ходу не представляется возможность полностью проверить поведение турбины, связанное с нагрузкой и нагревом ее, как это имеет место в эксплуатации, и эта часть испытания, вследствие невозможности проведения ее на заводе, переносится на монтаж. Паровые турбины малых мощностей проходят полные испытания с нагрузкой на заводском

стенде, на них проверяются и экономические показатели турбины (расход пара).

Паровые турбины транспортного назначения, ввиду больших трудностей проведения наладочных испытаний на месте их установки, на многих фирмах испытываются на заводском стенде с нагрузкой, со штатным вспомогательным оборудованием, таким образом, проходят полную проверку на заводе.

Газовые турбины технологического назначения (например, для газоперекачивающих станций магистральных трубопроводов), как показал опыт последних лет наших отечественных заводов, должны проходить полные испытания на специальных заводских стендах, которые могут находиться и вне завода.

По-видимому, газовые турбины больших мощностей энергетического назначения могут проходить на заводе только предварительные испытания паром для проверки общей сборки и спокойного хода турбины, все же остальные испытания, связанные с нагрузкой и температурой газа, должны переноситься на станцию.

ПОДГОТОВКА К ИСПЫТАНИЮ

Так как выше мы подробно рассматривали общую сборку паровой турбины большой мощности типа К-200-130, разберем дальше порядок испытания ее на заводском стенде. После окончания общей сборки турбины в полном соответствии с технологическим процессом сборки турбина считается готовой для стендовых испытаний, что подтверждается соответствующим актом за подписями начальника сборочного участка и контрольного мастера.

До начала испытания турбины проводится ряд подготовительных мероприятий. На маслопроводах к подшипникам устанавливают диафрагмы, регулирующие подачу необходимого количества масла для данного подшипника. Для очистки всей масляной системы в течение трех часов и более (в зависимости от загрязнения) производится прокачка масла через подшипники для удаления всей грязи и посторонних предметов. При этом проверяется также отсутствие утечки масла в системе и в целом надежность ее работы. Чтобы не загрязнять опорные вкладыши при этой прокачке, последние разворачивают в своих гнездах на $20-30^\circ$ так, чтобы масло не поступало на баббитовую поверхность вкладыша, а сливалось в зазор между вкладышем и выточкой корпуса подшипника.

У опорно-упорных подшипников между шейкой вала и нижней половиной вкладыша в боковой зазор закладывается хлопчатобумажная лента или марля и уплотняется в нем. После прокачки масла подшипник вскрывается и лента (марля) осторожно удаляется вместе с застрявшей на ней грязью.

Иногда вместо вывертывания вкладышей на напорной линии маслопровода у каждого подшипника на фланце ставят временные сетки с 100—200 ячейками на 1 см^2 , и грязь задерживается в этих сетках (несколько раз во время прокачки масла при остановке насоса они вскрываются и очищаются от грязи). Через смотровые окна подшипников проверяется наличие масла в них.

Для испытания турбины на стенде применяется турбинное масло марки Л вязкостью 20—23 при 50°C . Перед заливкой масла в бак проверяется его чистота. Заливка производится из цистерны или из металлических бочек через сетку с числом ячеек 800—1200 на см^2 и марлю, расположенную на сетке, в три-четыре слоя.

Проверяется готовность всего вспомогательного оборудования стенда: эжекторов, конденсационного устройства, трубопроводов.

Масляный электронасос на случай его выхода из строя резервируется аварийным электронасосом с автоматическим включением его.

Успех испытания турбины на стенде зависит также от плотности трубопроводов стенда, находящихся под вакуумом. Для проверки его вся система трубопроводов заливается водой, осматриваются и уплотняются, если нужно, все фланцевые соединения трубопроводов и задвижек.

Все измерительные приборы, используемые при испытании, должны быть проверены непосредственно перед испытанием и иметь паспорта и кривые поправок.

Штатные приборы, входящие в комплект турбины и прошедшие предварительную настройку вместе со своими датчиками, вставляются в свободные места на щите измерительных приборов стенда. Проверяется схема соединений виброизмерительной аппаратуры. Стенд обеспечивается постоянным током, нужным для дистанционного управления оборотами турбины, электромагнитом отключения турбины, ограничителем мощности и пр. (для турбин ЛМЗ).

Перед паровым испытанием на неподвижной турбине производятся предварительные наладочные испытания и настройка узлов парораспределения, регулирования и защиты.

Открываются и полностью закрываются клапаны автоматического затвора, сервомоторы защитных клапанов цилиндра среднего давления (для турбин К 200-130), регулирующие клапаны, поворотная диафрагма (для турбин с регулируемым отбором пара) для проверки их исправного действия — они должны открываться и закрываться без заеданий и до конца.

Включается валоноротное устройство, турбина тщательно прослушивается, чтобы убедиться в отсутствии задевания вращающихся частей за неподвижные. До прогрева турбины все паропроводы, клапаны автоматического затвора и цилиндр высокого давления изолируются асбестовыми матрацами.

Прогревается паропровод до задвижки на стенде путем открытия вентили продувки. Открываются дренажи и из перепускных труб цилиндра вода спускается на конденсатор. Медленным открытием задвижки на паропроводе подается пар и паропровод прогревается до клапанов автоматического затвора, а затем после открытия этих клапанов прогревают клапаны и перепускные трубы до регуляторных клапанов. Пускается конденсационная установка, подается пар на уплотнения цилиндров, и вакуум в системе постепенно поднимается примерно до 450 мм рт. ст. До пуска турбины в холодном состоянии замеряются зазоры по указателям теплового расширения цилиндров и корпусов подшипников. Испытание турбины на стендах заводов производится паром с параметрами в соответствии с техническими возможностям заводов. Например, на ЛМЗ турбины испытываются паром с давлением 30 кг/см² и температурой 260–350° С перед клапанами автоматического затвора. Пара с такими параметрами при соответствующем его количестве достаточно для испытания на холостом ходу турбины мощностью до 800 тыс. квт.

Во все время подготовки турбины к испытанию на стенде ведется стендовый журнал, в котором записываются все проводимые работы с указанием времени, все замечания, неполадки, причины и способы их устранения.

По смотровым окнам сливных патрубков маслопроводов проверяется, достаточное ли количество масла сливается из всех подшипников. Медленно открывается подача пара на турбину; ротор, преодолевая инерцию покоя, рывком начинает вращаться, подача пара уменьшается настолько, чтобы число оборотов турбины составляло около 400—500 об/мин. Валоповорот автоматически отключается, и при этом число оборотов турбины выдерживают 30 мин. Турбина тщательно прослушивается, особенно в местах наружных уплотнений и переднего корпуса подшипника со всеми его механизмами и регулированием. Если все в порядке, производят дальнейший подъем оборотов со скоростью примерно 30 об/мин с 400—500 до 1200 об/мин (в течение 30 мин).

Для равномерного прогрева турбина выдерживается на этих оборотах 1 ч, в течение которого прослушиваются все цилиндры турбины, следят за сливом масла из подшипников, температурой масла, проверяется вибрация подшипников по приборам. Дальнейшее повышение числа оборотов производят с 1200 до 2200 об/мин с той же скоростью 30 об/мин, при этом в зоне критических чисел оборотов (± 200 об/мин) следует повышать их быстро, чтобы при критических числах не вызвать появления вибрации турбины. При числе оборотов 2200 в минуту турбина выдерживается 1 ч для равномерного прогрева ее, после чего в течение 30 мин число оборотов доводится до 3000 в минуту. Таким образом, если пуск турбины проходит без каких-либо недоразумений (срыв вакуума, вибрация и т. п.), то общее время доведения турбины до полных нормальных оборотов составляет около 4 ч (по данным ЛМЗ).

Турбина К-200-130 для системы трех соединенных роторов имеет критическое число оборотов второго тона 2483 в минуту, поэтому при появлении вибрации на этих числах оборотов следует снизить обороты до полного прекращения вибрации, а затем быстро поднять до 2700 об/мин.

Вообще при появлении вибрации свыше 0,08 мм в турбине при любых числах оборотов необходимо снизить число оборотов до такого, при котором вибрация не наблюдается, выдержать для снижения упругих прогибов роторов на этих числах оборотов около 1 ч и снова повышать их. В случае вторичного появления вибрации на тех же самых числах оборотов, закрывается доступ пара, турбина останавливается, переводится на вращение от валоповоротного устройства в течение 1 ч, после чего пуск повторяется по той же программе. Если вибрация не исчезнет, новый пуск разрешается производить только после выяснения причин вибрации.

Во время пускового периода необходимо следить за температурой масла на подшипниках. При повышении ее на входе в подшипники до 40° С или на сливе из подшипников до 50° С включается вода на маслоохладители и количество ее регулируется задвижкой так, чтобы температура масла при выходе из маслоохладителя находилась в пределах 40—45° С. Допустимая предельная температура масла при выходе из подшипников не должна превышать 65° С. Пуск турбины на холодном масле (с открытой водой на масляные холодильники) не рекомендуется, так как это может отразиться на спокойном ходе турбины. Если пуск турбины производился на стендовом вспомогательном масляном насосе, то при повышении давления в масляной системе (что означает вступление в нормальную работу главного насоса) вспомогательный насос следует отключить. Амплитуда вибрации подшипников турбины при любых числах оборотов не должна превышать 0,04 мм (для турбин с рабочим числом оборотов 3000 в минуту).

Таблица 20-1. Максимальное допустимое относительное расширение роторов некоторых паровых турбин ЛМЗ (в мм)

Тип турбины	РВД	РСД	РНД
К-50-90	$(+4,5) \div (-0,5)$	—	—
К 100-90	$(+3,0) \div (0,5 \div 0,7)$	—	$(+5,0) \div -(0,5 \div 0,7)$
ПТ-50-90/13	$(+3,0) \div (0,5 \div 0,7)$	—	$+ (2,5 \div 2,8) \div -(0,5 \div 0,7)$
ПТ-50-130/13	$(+3,0) \div -(0,5 \div 0,7)$	—	$+ (2,5 \div 2,8) \div -(0,5 \div 0,7)$
К-200-130	$(+3,5) \div (-1,0)$	$(+3,5) \div (-1,2)$	$(+4,5) \div (-2,5)$

Примечание. Знак плюс показывает относительное удлинение, знак минус — относительное укорочение роторов

Необходимо все время следить за состоянием вакуума в конденсаторе. При достижении турбиной полного числа оборотов вакуум должен достичь своей нормальной величины. Проверяется по приборам относительное расширение роторов по отношению к цилиндру. При достижении максимально допустимых относительных удлинений необходимо прекратить дальнейший подъем оборотов и сделать выдержку для уменьшения относительных удлинений. Если относительные удлинения превышают допустимые, надлежит немедленно закрыть доступ пара в турбину и перевести ее на вращение от валоповоротного устройства.

Допустимое максимальное относительное расширение дано в табл. 20-1 (для турбин ЛМЗ).

Длительность стендовых испытаний после проведения наладочных работ обычно 2—4 ч. Если за это время температура подшипников не установилась, то испытание продолжается до получения установившейся температуры всех подшипников. Во время прогона турбины следят за вибрацией ее, температурой подшипников, за тепловым расширением цилиндров и корпусов подшипников (зазоры не должны появляться между подошвами корпусов подшипников и фундаментными рамами, а также между лапами цилиндров и шпонками). Температура выхлопных частей цилиндра низкого давления, нагреваемых из-за вентиляционных потерь облопаченных дисков, не должна превышать 80° С. В противном случае включается орошение выхлопа.

По прошествии двух часов нормальной работы турбины проверяются действия защитных устройств, испытываются бойки регулятора безопасности и производится испытание регулирования на оборотах. Регулятор безопасности должен отключать доступ пара в турбину при числе оборотов на 11—12% выше нормального.

Во время пуска и испытания турбины через каждые 30 мин производятся записи показаний всех приборов.

ОСТАНОВКА ТУРБИНЫ

Прекращается доступ пара в турбину путем воздействия на ручной выключатель, в результате чего закрываются клапаны автоматического затвора, сервомотор защитных клапанов цилиндра среднего давления, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма (у турбин с отбором пара). Не снижая вакуума, снимают кривую выбега, дающую зависимость скорости снижения числа оборотов турбины от времени (без подачи пара). Сопоставление кривой выбега с такими же кривыми, снятыми при испытании других турбин на заводском стенде этого же типа, позволяет су-

дить о механическом состоянии турбины. У крупных турбин время выбега составляет 13—17 мин. При снижении числа оборотов турбины включается масляный электронасос для поддержания давления масла в системе регулирования и смазки.

По остановке ротора пар на эжекторе закрывается, но поддерживается подача его на уплотнения до полного снижения вакуума, чтобы холодный воздух не мог попадать через наружные уплотнения внутрь турбины и вызвать коробление ее частей. Сразу же после остановки турбины включается валоповоротное устройство и роторы должны вращаться непрерывно в течение шести часов для того, чтобы избежать появления прогиба, что всегда происходит при неподвижных роторах после остановки турбины. В течение последующих четырех часов роторы периодически проворачиваются на 180° С через каждые 30 мин, при этом для смазки включается масляный электронасос.

После остывания турбины примерно через сутки производится вскрытие турбины и осмотр всех ее узлов, особенно тщательно осматриваются проточная часть, уплотнения, вкладыши подшипников, регулирующее устройство и парораспределение. Замеченные дефекты исправляются и устраняются.

Роторы турбины подвергаются контрольной динамической балансировке на станке, так как опыт ЛМЗ показал, что после стендовых испытаний турбины всегда происходит некоторая разбалансировка, по-видимому, вследствие незначительного смещения рабочих лопаток в посадочных местах, а возможно и насадных дисков.

При удовлетворительных результатах испытания и осмотра после испытания турбина принимается отделом технического контроля завода, о чем составляется соответствующий акт с приложением журнала записей показаний приборов, технических характеристик, снятых при испытании, результатов осмотра и пр.

КОНСЕРВАЦИЯ И УПАКОВКА УЗЛОВ ТУРБИНЫ

Консервация и упаковка преследуют цели надежного сохранения элементов турбины и вспомогательного оборудования в условиях их транспортировки с завода заказчику и временного хранения их на складе заказчика. При этом консервация защищает детали турбоустановки от коррозии, а упаковочная тара — от механических повреждений и обеспечивает сохранность изделия при перевозке его транспортом на большие расстояния. Упаковочная тара создает также необходимые удобства при перегрузке изделия во время его транспортировки.

Защита от коррозии поверхностей деталей турбин производится при помощи специальных защитных антикоррозионных смазок и лакокрасочных покрытий. Все эти покрытия наносятся на подготовленные поверхности только после ее полного высыхания, обычно через 20—30 мин после окончания протирки. Нанесение консервации на поверхность производится кистью или пульверизатором. Толщина слоя предохранительных смазок должна быть от 0,1 до 2 мм, при этом при блочной поставке узлов, когда расконсервация при монтаже не делается, применяется меньшая толщина смазки. Толщина защитного слоя лака или краски 0,05—0,3 мм. Смазки должны быть свободны от абразивной пыли.

Места изделий, покрытые мягкой смазкой, обертываются парафиновой бумагой.

Покрытия должны быть достаточно плотными, чтобы противостоять стиранию и действию температуры во время транспортировки.

Консервация производится в закрытых помещениях при температуре воздуха не менее 15° С, не допускается резких колебаний температуры во избежание конденсации. Так как все антикоррозионные покрытия (смазки, масло, лаки, краски) легко воспламеняются, то хранить их надо в специальных помещениях.

Длительность действия консервации - 12 месяцев.

Роторы турбин консервируются полностью, при этом лопатки, диски и валы покрываются краской АЛ-177 (ГОСТ 5631—50), шейки валов, упорные диски и муфты лаком № 67 — все по третьему классу. Цилиндры турбин, закрытые обшивкой: наружные поверхности покрываются графитом или эмалью № 9, внутренние поверхности, омываемые паром, — краской АЛ-177, также по третьему классу. Наружные поверхности выхлопных частей цилиндров, корпусов подшипников, колонок клапанов и прочих открытых деталей красятся эмалью 1425 (ГОСТ 5971—51) по первому классу. Внутренние поверхности выхлопных частей, омываемые паром, покрываются краской АЛ-177, а корпусов подшипников, омываемых маслом, — краской АБЛ 20 серебристого цвета по третьему классу. Наружные поверхности маслопроводов красятся лаком № 35 или № 67 черного цвета по третьему классу и т. д.

Упаковочная тара - ящики должны иметь прочные салазки и стойки для крепления груза, обеспечивающие целость ящика при погрузке, транспортировке и выгрузке. Ящики должны иметь приспособление для их застройки и указания «верх», «не кантовать». В целях предохранения от действия атмосферных осадков и морской воды внутри они обиваются водонепроницаемыми материалами (толь, рубероид, промасленная бумага и т. п.). Детали в ящике закрепляются надежно, чтобы они не перемещались внутри их. Для изготовления тары берутся сосновые доски с влажностью не более 18—20%, для вентиляции на ее стенках устраивают вентиляционные отверстия, закрытые снаружи козырьками для защиты от попадания осадков. На ящиках с измерительными приборами особо указывается о тщательном обращении и их хранении.

Конструкторское бюро завода составляет на каждый ящик отправочные ведомости с перечнем деталей, находящихся в нем. Экземпляр ведомости вкладывается в ящик для проверки по печу на месте монтажа комплектности содержимого.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

**МОНТАЖ И ПУСКОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ
ПАРОВЫХ ТУРБИН**



МОНТАЖ ПАРОВЫХ ТУРБИН

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К МОНТАЖУ

ОБОРУДОВАНИЕ

Монтаж турбинного агрегата делится на два этапа:

- 1) подготовительные работы к монтажу;
- 2) производство самого монтажа.

Своевременное и качественное выполнение подготовительных работ к монтажу является важным фактором для нормального ведения самого монтажа.

Для правильной организации монтажа монтажный персонал на строительной площадке должен:

- 1) ознакомиться с чертежами установки, отправочными ведомостями и прочей технической документацией;
- 2) проверить комплектность поступившего на строительство оборудования и состояние его хранения;
- 3) проверить состояние готовности строительных работ;
- 4) заказать мастерским строительства необходимые для монтажа детали, обычно изготавливаемые на месте монтажа, например детали опор и подвесок, временные прокладки, различного рода монтажные приспособления и т. п.;
- 5) организовать сам процесс ведения монтажных работ: составить основной график работ, проект организации монтажных работ — укрупнение рабочей силой, обеспечение всеми вспомогательными материалами и т. п.

Для ведения монтажных работ и в дальнейшем пуско-наладочных и сдаточных испытаний на монтажной площадке должен быть следующий минимум технической документации:

- а) отправочная документация;

- б) описания и инструкции;
- в) установочные чертежи всего турбоагрегата со всем вспомогательным оборудованием и трубопроводами;
- г) тепловая схема установки;
- д) рабочие чертежи всех трубопроводов;
- е) чертежи монтажных приспособлений;
- ж) спецификация (детальные описи) на оборудование и на все трубопроводы;
- з) чертежи фундаментов;
- и) групповые чертежи всех узлов турбоагрегата;
- к) паспорта (формуляры) на турбину и вспомогательное оборудование агрегата;
- л) технические условия на поставку оборудования;
- м) весовые характеристики тяжеловесных деталей и узлов;
- н) инструкции по монтажу и пуску оборудования.

Вся перечисленная техническая документация изготавливается и поставляется заводами-поставщиками оборудования.

Проверка состояния строительных работ заключается в проверке готовности фундаментов под оборудование, подкрановых путей для мостового крана и самого крана нужной грузоподъемности, подъездных железнодорожных путей к машинному залу, монтажной площадки для крупногабаритного и тяжелого оборудования и деталей турбины, площадки для чистки и гидравлических испытаний труб, площадки для производства электросварочных и автогенных работ, лестниц и площадок для обслуживания турбоагрегата и т. п. Должны быть закончены все строительные работы: в зимнее время температура воздуха на отметке пола конденсационного помещения не должна быть ниже $+5^{\circ}\text{C}$, и проведены необходимые противопожарные мероприятия.

К подготовительным работам по монтажу также относится обеспечение его всем необходимым слесарным и мерительным инструментом, специальными приспособлениями, такелажем.

Графики монтажных работ, проект их организации обычно разрабатывается на строительстве монтажной организацией, ведущей хозяйственный монтаж совместно с представителями заводов-поставщиков оборудования.

В системе Министерства по энергетике и электрификации СССР принят такой порядок, что монтажные работы проводят районные монтажные управления, которые являются хозяйственными организациями, поставляющими весь инструмент, в том числе мерительный (кроме точного) и материалы. На их обязанности лежит и укомплектование рабочей силы.

Представители заводов, привлекаемые монтажными организациями по специальным договорам, ведут техническое руководство, осуществляют шефмонтаж оборудования.

При составлении графиков монтажных работ по паровым турбинам учитывают сроки ведения монтажа, установленные приказом бывшего Министерства электростанций № 127 от 25/XI 1958 г. Эти сроки приведены в табл. 21-1 [48]

Указанные в таблице сроки установлены исходя из односменной работы по монтажу и двухсменной на пусковых работах.

По газовым турбинам опыта, который позволил бы заранее твердо фиксировать сроки монтажных работ, еще нет.

Только для газотурбинной установки ГТ-700-4 с нагнетателем 280-11-2 ИЗЛ установлен примерный срок монтажа с пусковыми испытаниями в 2,5 месяца [41].

Таблица 211. Длительность монтажа турбоагрегатов

Наименование турбин	Номинальная мощность в тыс. квт	Давление пара перед стопорным клапаном в ата	Температура перегретого (свежего) пара в °С	Длительность монтажа в рабочих днях
Турбины сверхвысоких параметров				
Конденсационные без регулируемых отборов с промежуточным перегревом пара, трехцилиндровые	300	240	580 565	160
С противодавлением, одноцилиндровые	50	240	580	60
Турбины повышено высоких параметров				
Конденсационные без регулируемых отборов пара с промежуточным перегревом, трехцилиндровые	200	130	565, 565	130
То же, двухцилиндровые	150 100	130 130	565 565 565 565	95 95
Конденсационные с двумя регулируемыми отборами пара (производственным и теплофикационным), двухцилиндровые	50	130	565	95
Конденсационные с одним регулируемым теплофикационным отбором пара, двухцилиндровые	50	130	565	90
Турбины высоких параметров				
Конденсационные без регулируемых отборов пара, двухцилиндровые	100	90	535	85
То же, одноцилиндровые	50 25	90 90	535 535	65 55
Конденсационные с теплофикационным регулируемым отбором пара, одноцилиндровые	25	90	535	60
Конденсационные с двумя регулируемыми отборами пара (производственным и теплофикационным), двухцилиндровые	50	90	535	95
То же, одноцилиндровые	25 12	90 90	535 535	65 55
С противодавлением, одноцилиндровые	25 12 6	90 90 90	535 535 535	45 40 35
Турбины средних параметров				
Конденсационные без регулируемых отборов пара, одноцилиндровые	6 4 и меньше	35 35	435 435	35 30
То же, с одним или двумя регулируемыми отборами пара, одноцилиндровые	12 6 4 и меньше	35 35 35	435 435 435	45 40 35
С противодавлением, одноцилиндровые	6 4 и меньше	35 35	435 435	40 35

Примечание. Через дробную черту написаны температуры свежего пара и промежуточного перегрева.

Началом монтажа считается день установки фундаментных рам на фундамент турбины, концом — начало комплексного опробования агрегата. Длительность монтажа головных образцов новых типов турбин, а также первого турбоагрегата на вновь строящейся станции повышается на 20%.

Для паровых турбин мощностью 50—200 тыс. *квт* количество рабочих, необходимое для монтажа оборудования, составляет при работе в одну смену примерно 50—70 человек, разбиваются они на четыре бригады:

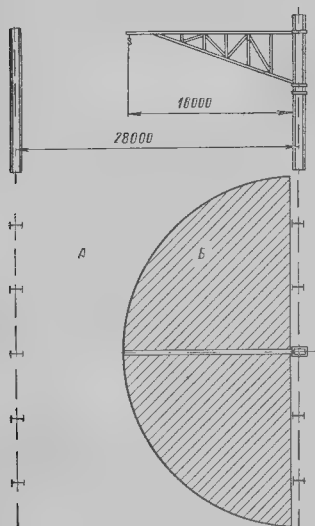
- 1) комплексная по монтажу турбины и генератора;
- 2) по монтажу вспомогательного оборудования;
- 3) по монтажу трубопроводов;
- 4) по монтажу маслопроводов.

Длительность монтажа разных насосов с различными параметрами составляет: для питательных турбонасосов 12—20 рабочих смен, для питательных электронасосов 5—20 смен (большая величина относится к насосам производительностью в 270 $\text{м}^3/\text{ч}$ и напором в 140 *ати*), для циркуляционных насосов 5—20 смен (большая цифра относится к насосам производительностью до 11000 $\text{м}^3/\text{ч}$ и напором в 13 *м вод ст.*) [53].

Нормы времени на отдельные монтажные операции устанавливаются в соответствии с нормативами «Укрупненные нормы и расценки на монтаж тепломеханического оборудования. Сб. 2. Паровые турбины от 0,75 до 200 тыс. *квт*» МСЭС 1960 г.

Рис. 211. Поворотный консольный кран на 2 т:

А — машинный зал; Б — зона действия поворотного крана



При организации монтажного участка вблизи от монтажной площадки около фундамента турбины на его верхней отметке предусматривается постройка временной инструментальной кладовой не менее 18—20 м^3 . В этой же кладовой в специальном шкафу хранится и контрольно-измерительный инструмент. Строится также кладовая для вспомогательных материалов площадью около 10 м^2 , кладовая мелких деталей для хранения их в процессе монтажа во избежание утери, конторка для технического персонала площадью примерно около 30 м^2 . В ней размещается начальник монтажных работ и прочий технический персонал. Здесь же должна находиться раздевалка для рабочих и умывальники. На площадке около фундамента турбины устанавливают токарный станок с высотой центров около 300 *мм*, сверлильный станок с диаметром шпинделя в 50 *мм*, наждачное точило на два камня диаметром 300 *мм*, верстак для слесарных работ.

Все более крупные станочные работы выполняют в мастерских строительства, здесь же выполняют только мелкие подделочные работы.

На монтажной площадке предусматривается установка электрова-

рочных ашаратов и ацетиленовых генераторов для газовой резки, а также подвод сжатого воздуха от компрессорной станции. Сжатый воздух требуется для пневматического инструмента (зубила, дрели и т. п.) и для обдувки деталей оборудования и трубопроводов при сборке их.

Обычно трубы диаметром свыше 100 мм поставляются на монтаж в готовом виде согласно чертежам, трубы же диаметром меньше 100 мм поставляются прямыми и гибка их производится на месте монтажа. Для этого около железнодорожного въезда в машинном зале оборудуется площадка с вышкой с двумя электрическими лебедками по 3—5 т. Гибка труб производится на специальной железобетонной плите с залитыми в нее и выступающими кусками труб. Для нагрева их рядом с плитой устанавливается горн.

Для ревизии тяжелого оборудования в конденсационном помещении устраивается монтажная площадка, оборудованная козлами для роторов турбин и верстаками.

Для производства работ вокруг фундамента турбины устраиваются помосты и лестницы, наверху фундамента делается ограждение, все проемы закрываются досками.

Для выполнения монтажных работ в машинном зале устанавливают мостовые краны необходимой грузоподъемностью, например для турбин мощностью от 50—200 тыс. кет 100/20 т (один или два в зависимости от мощности турбины). Необходимо также применение консольного крана грузоподъемностью 1,5—2 т с зоной действия над фундаментом турбины (рис. 21-4).

Монтажная площадка является производственным участком, а потому соблюдение на ней правил по технике безопасности и охране труда является обязательным.

ПОДГОТОВКА ОБОРУДОВАНИЯ

Подача оборудования со склада производится в порядке технологической необходимости в соответствии с графиком на монтаж агрегата. Ящики вскрываются, детали расконсервируются, и проводится ревизия узлов и деталей. Содержимое в ящиках должно соответствовать отправочным ведомостям. При необходимости выполняются гидравлические испытания на плотность давлением либо путем свободного налива керосином, проверяются некоторые плоскости деталей шабровочными плитами и т. п. Все теплообменники после ревизии подвергаются гидравлическому испытанию.

В случае отсутствия каких-либо деталей об этом немедленно запрашивается завод-изготовитель. Дефекты, обнаруженные на деталях, исправляются на месте монтажа, причем, если эти дефекты заводские, исправление их производится за счет завода. При блочной поставке отдельных узлов под пломбой разборке и ревизии они не подвергаются.

По техническим условиям на монтаж паротурбинных установок турбогенераторов и турбовоздухоуводов СН 153—61 Госстроя заводы должны поставлять блоками в собранном виде под пломбами следующие детали: подогреватели, охладители, испарители, бойлеры, эжекторы, масляные насосы, маслоохладители, масляные и водяные фильтры, масляные инжекторы и воздухоохладители турбовоздухоуводов.

После очистки деталей, осмотра и проверки их они подвергаются временной консервации турбинным маслом или ГОИ-54, так как детали не сразу поступают в монтаж и могут подвергнуться коррозии.

Детали после ревизии до запуска их в монтаж хранятся на специальных стеллажах, расположенных в стороне в местах, где они не смогут подвергаться порче.

Перед нача ажа должны быть подготовлены следующие приспособления:

- 1) для натяжения струны по осям фундамента;
- 2) рояльная проволока;
- 3) скобы для центровки роторов турбины и генератора;
- 4) хомуты к проверочным валам для центровки диафрагмы и уплотнений турбины;
- 5) плоские подкладки;
- 6) монтажная линейка длиной 3000—6000 мм и т. п.

Специальные подъемные приспособления для роторов, цилиндров и т. п. поставляются заводом-поставщиком оборудования

Необходимые для монтажа материалы и инструмент приведены в справочнике по монтажу тепломеханического оборудования (Госэнергоиздат, 1960) [48].

ПРОВЕРКА И ПРИЕМКА ФУНДАМЕНТА ПОД ТУРБОАГРЕГАТ

Фундаменты по своей конструкции делятся на стеновые и рамные. Они характеризуются высокой надземной частью — до 8—9 м. Стеновой фундамент состоит из нескольких продольных и поперечных несущих стен, нижней и верхней фундаментных плит. В рамной конструкции верхняя и нижняя фундаментные плиты связаны между собой стойками рамы. Турбоагрегат устанавливается на верхней фундаментной плите, конденсатор, прочее вспомогательное оборудование и трубопроводы располагают между верхней и нижней фундаментными плитами. Нагрузка от турбоагрегата передается через верхнюю фундаментную плиту и стены (или стойки рамы) на нижнюю фундаментную плиту, а через нее на грунт. На рис. 21-2 показаны конструкции стенового *а* и рамного фундамента *б*. Рамный фундамент более совершенен, чем стеновой. Он занимает меньше места, имеет больше свободного пространства для размещения оборудования, требует меньше материала для своего сооружения. Однако жесткость его меньше, чем стенового фундамента. Последний имеет более высокие частоты собственных колебаний, с большим запасом удаленные от рабочих чисел оборотов турбогенератора [47]. Для крупных турбогенераторов широко применяются конструкции фундаментов смешанного типа, в которых стойки вытянуты в продольном направлении в виде

Рис. 21-2. Схематичный вид фундаментов: *а* — стеновой конструкции; *б* — рамной конструкции

а)

б)

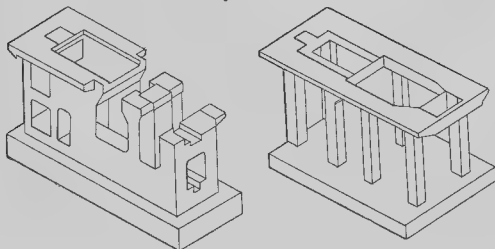




Рис. 21-3. Строительство фундамента под турбину К-200-130

коротких стен; на рис. 21 3 показано строительство ого фундамента для турбины К-200-130.

В зависимости от принятой конструкции установки фундаментных рам турбоагрегата на фундамент верхняя поверхность фундаментной плиты может иметь балочный каркас, на который и устанавливают фундаментные рамы посредством обработанных и пригнанных по краске постоянных подкладок Ввиду дороговизны такого каркаса, изготовляемого из профильного проката, наши отечественные заводы от такой конструкции верхнего перекрытия фундамента отказались.

Другой конструкцией верхнего пояса является фундамент с залитыми в него закладными опорными плитами, на которые устанавливаются постоянные подкладки и фундаментные рамы. Такую конструкцию применяют ЛМЗ, фирмы «Вестингауз», «Парсонс» и др. (рис. 21 4, а). Она достаточно трудоемка для выполнения и поэтому не является прогрессивной. По данным [49], если трудоемкость обработки мест на фундаменте и установку фундаментных плит на закладных частях принять за 100%, то при установке непосредственно на подкладках на бетон она составит только 23% (для турбин мощностью 100 тыс. кет вместо 484 чел.-дней — 136 чел.-дней) ЛМЗ для своих турбин применяет заливку в бетон приваренных к арматуре пластин, на которые устанавливает металлические клинья, позволяющие при установке турбины получать необходимый подъем по высоте путем передвижки клиньев друг по другу (рис. 21-4, б). ХТГЗ, некоторые фирмы, как, например, «Броун — Боверн», АБГ и др. подкладки под фундаментные рамы устанавливают непосредственно на бетон, без каких-либо закладных частей, пластин и т. п. Устанавливают также рамы на болтовых домкратах (рис. 21 4, в). Этот способ менее трудоемкий, однако требует тщательной подливки рам

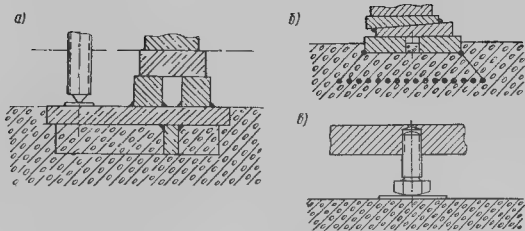


Рис. 21-4. Различные способы установки фундаментных рам

бетоном из-за смятия шаровой поверхности болтов нельзя его считать достаточно надежным.

Фундамент выполняется из монолитного железобетона. Бетонирование надземной части фундамента производится без перерывов. В последнее время для повышения качества фундамента бетонирование производится с рабочими швами в заранее предусмотренных плоскостях [49].

Фундамент под турбоагрегат является очень серьезным строительным сооружением, а потому после снятия опалубки и очистки его от строительного мусора производится проверка качества изготовления фундамента. Проверяются качество заливки его в отношении монолитности и прочности, геометрические размеры и соответствие их чертежам фундамента. Бетон не должен иметь пустот, трещин, выкрашиваний, отслоений и обнаженной арматуры, которая может препятствовать установке подкладок под фундаментные рамы. Поверхность бетона в местах установки фундаментных рам и анкерных плит не должна иметь крупных фракций гравия и отслаивающейся цементной пленки. Бетонирование фундамента в зоне турбины производится на 10 мм ниже верхней плоскости опорных закладных плит (для турбин ЛМЗ), которые устанавливаются до начала бетонирования.

После выставления бетона в течение трех-четырех недель фундамент должен представлять плотную монолитную массу без каких-либо изъянов. При обнаружении дефектов в фундаменте, например пустот, производится подбивка дефектных мест под давлением.

Проверка координатных размеров положения фундамента и его геометрических размеров должна выявить соответствие выполнения фундамента чертежам. Проверяются положение фундамента по отношению к колоннам машинного зала и все размеры фундамента относительно продольной и поперечной осей его.

По техническим условиям на монтаж паротурбинных установок СН 153—61 Гостростр отклонение осей фундамента и опорных конструкций от осей колонн машинного зала не должно превышать 50 мм по сравнению с чертежом.

Габаритные размеры колонн и ригелей фундамента, расположение опор под конденсатор и масляный бак могут иметь отклонения от чертежей не более 10 мм.

Места под установку фундаментных рам должны обеспечивать правильную установку их относительно осей турбоагрегата и по высоте. Допустимые отклонения по сравнению с чертежом в пределах 5 мм. Положение колодез (отверстий) под фундаментные болты относительно осей фундамента и глубина их должны соответствовать чертежу.

Смещение и наклон колодцев допускаются при условии, что расстояние от вертикально установленного болта до любой стенки колодца не менее диаметра болта. Для проверки размеров фундамента намечаются продольная и поперечная оси его путем установки перед площадкой переднего подшипника и позади площадки под возбудитель приспособлений для натяжения продольной струны (рис. 19-12, а). Струна (рояльная проволока диаметром 0,3—0,5 мм) натягивается на равных расстояниях от осей колодцев под фундаментные болты. Таким же образом устанавливается поперечная струна по оси конденсатора, перпендикулярно продольной струне. Приспособление для натяжения струны в виде металлической сварной стойки приваривается к выступающим из бетона концам арматуры или бетонируется в специальном колодце. С помощью отвеса продольная и поперечная оси своятся на пол фундамента под конденсатор, накерниваются или наносятся цветным мелом.

От этих осей (струны) проверяются размеры проемов под выпускной патрубок турбины, расположение опор под конденсатор, масляный бак, клапаны автоматического затвора, все размеры в плане фундамента по его верхнему поясу. Проверяют правильность расположения колодцев для фундаментных болтов, глубину их, высотные отметки опорных плоскостей фундамента, фундаменты под вспомогательное оборудование по высотным отметкам и по отношению к осям фундамента. При применении конструкции верхнего пояса фундамента в виде балочного каркаса проверяется расположение балок по отношению к продольной и поперечной осям, их взаимное расположение, а также высотные отметки нивелиром. Горизонтальное положение их проверяется по линейке и уровню. При применении закладных опорных плит ЛМЗ последние выверяются по высоте и уровню, привариваются к арматуре фундамента и заливаются цементным раствором.

Обработка опорных поверхностей балок или закладных плит под постоянные подкладки производится опиловкой и шабрением по плите. При установке фундаментных рам на бетон (без применения балочного каркаса или закладных опор) в местах расположения подкладок бетон подрубается зубилом так, чтобы прокладки лежали на бетоне плотно.

Основные размеры фундамента проверяются путем обмера рулеткой или метром. Основные высотные отметки опорных поверхностей фундамента проверяют нивелиром. Результаты проверки высотных отметок обязательно учитываются при выборе толщины прокладок под фундаментные рамы. Обычно минимальная толщина подкладок принимается 20 мм, так как при меньшей величине затруднительна надежная подливка бетоном пространства между собственно фундаментом и фундаментными рамами. Результаты проверки фундамента оформляются актом. Начало установки деталей на фундамент разрешается только с письменного разрешения администрации строительства.

СБОРКА КОНДЕНСАТОРА НА МЕСТЕ МОНТАЖА

В зависимости от мощности турбины, конструкции (габаритов) и технологии изготовления конденсатора последние могут отправляться на монтаж:

- 1) в собранном виде с завальцованными трубками (для турбин мощностью до 25 000 *квт* включительно);
- 2) в виде отдельных секций с завальцованными в них трубками;
- 3) в виде отдельных секций без конденсаторных трубок.

В последних двух случаях отправка секциями производится из-за непереносимости конденсаторов в собранном виде. Перед монтажом на электростанции должна быть произведена их сборка, сварка отдельных секций и набивка трубок. Конденсаторы, отправляемые на строительство в полностью готовом виде, прямо поступают на монтаж и заводятся в проем фундамента на место их установки.

Сборка и сварка корпуса. Обычно для турбин мощностью свыше 25 000 *квт* сборка конденсаторов должна производиться на монтаже, эта сборка переплетается с монтажными работами. На заводе-изготовителе для переносимых конденсаторов выполняется контрольная сборка для проверки совпадения кромок стыкуемых нижних и верхних частей конденсаторов и отдельных секций трубных досок и перегородок, кромок патрубков, производится также разметка отверстий для присоединения трубопроводов. При этой сборке отдельные части конденсатора соединяются друг с другом на прихватках. Перед отправкой конденсатора на монтаж и до удаления прихваток для жесткости отдельных частей в них ввариваются временные связи жесткости, необходимые для кантовки этих частей.

На монтаже в зависимости от габаритных размеров конденсатора и его веса сборка и сварка отдельных секций производится вне фундамента турбины либо непосредственно в проеме фундамента на месте установки конденсатора. ЛМЗ рекомендует для турбин мощностью от 50 и до 200 *мгвт* включительно конденсаторы собирать вне фундамента турбины. Так, например, сдвоенный конденсатор типа 200-КЦС-2 к турбине К 200-130 имеет габаритные размеры $11\,025 \times 10\,826 \times 8\,155$ мм, а полный вес всего конденсатора 218 т, что позволяет после сборки, сварки и набивки трубок таксальным путем подать его в проем фундамента. Конденсатор типа 300-КЦС-1 к турбине К-300-240 ЛМЗ с габаритным размером $12\,664 \times 10\,500 \times 8\,435$ мм и весом в собранном виде 335 т должен собираться в проеме фундамента турбины под цилиндром низкого давления, так как из-за веса и конструктивных особенностей фундамента монтаж конденсатора в собранном виде невозможен. В случае сборки и сварки корпуса конденсатора вне фундамента турбины эти работы производятся на специальной монтажной площадке. Сдвоенный конденсатор к турбине К 200-130 состоит из четырех нижних частей с вертикально расположенными стыковыми поверхностями, четырех верхних частей также с вертикальными стыками, двух напорных и двух сливных патрубков для циркуляционной воды и уравнительного патрубка между ними (см. рис 15-1). Сборка и сварка двух нижних частей левого корпуса конденсатора с трубными досками и перегородками, а также и правого производится в боковом положении (шов расположен горизонтально). Верхние части конденсатора, имеющие также вертикальные швы, свариваются аналогичным образом. Затем сваренная нижняя часть (например, левого конденсатора) кантуется в нормальное положение, на нее устанавливается сваренная верхняя часть, стыкуется, и верхняя часть приваривается к нижней. То же самое делается и с другим конденсатором.

После сварки любого корпуса конденсатора все приспособления для сборки и кантовки, все рамы жесткости срезаются. В процессе работ по сборке и сварке корпуса контролируется соосность отверстий в трубных досках и перегородках. Корпус проверяется на плотность керосиновой пробой швов. Это испытание является обязательным, так как при этом проверяется не только качество швов, выполненных на монтаже, но и плотность швов заводского исполнения, так как после нескольких погрузок и разгрузок с необходимой кантовкой, после транспортировки частей корпуса эти швы могут быть повреждены.

Проверяется верхняя плоскость приемного патрубка корпуса конденсатора путем наложения на нее центровочной линейки. Если эта поверхность неровная, то подгибкой верхних листов корпуса путем нагрева автогенном добиваются уменьшения этой неровности (волнистости) до $\pm 1,0$ мм.

При установке трубных перегородок отверстия должны быть на 3–6 мм выше по отношению к отверстиям в трубных досках. Эта проверка производится при помощи струны до и в процессе сварки корпуса. Такое смещение трубных перегородок создает как бы дополнительные опоры для трубок и тем самым уменьшает возможность вибрации их, с другой стороны, при неработающем конденсаторе способствует сливу воды из трубок.

Наборка и вальцовка трубок. Следующим весьма ответственным и трудоемким этапом общей сборки конденсатора является установка и развальцовка конденсаторных трубок. В некоторых случаях конденсаторы, как, например, к турбине К-100 90 ХТГЗ, поставляются на монтаж с завода в виде полностью законченных блоков с развальцованными трубками, и на месте операция установки трубок и развальцовка их отпадают.

Как правило, все конденсаторы к турбинам мощностью 50 000 кВт и выше отправляют на монтаж отдельными транспортабельными блоками без трубок, конденсаторные трубки отправляются отдельно, и установка их производится на месте монтажа.

Перед установкой трубок отверстия в перегородках и трубных досках очищаются от краски и ржавчины до металлического блеска. При этом совершенно не допускаются продольные риски, так как они не позволяют создать требуемую плотность при вальцовке трубок. Размер отверстия в досках и перегородках проверяется специальным калибром и, например, при диаметре трубок, равным 25/23 мм, отверстия должны иметь диаметр $25,40^{+0,11}_{-0,03}$. Во избежание заусенцев от сверления отверстия должны иметь с обеих сторон фаски. Обработка отверстия $\nabla 5$. При более грубой поверхности требуется их зачистка.

В качестве материала для трубок заводы применяют латунь марки Л68 (Cu = 67–70%, примесей не более 0,3%, остальное Zn). Сплав этот при хранении на воздухе, особенно при воздействии на них паров аммиака, легко разрушается. Поэтому трубки из этого сплава необходимо подвергать отпуску при температуре 280–300°С. Это снижает внутренние напряжения в них, что в значительной мере предохраняет трубки от коррозионного разрушения.

Для конденсаторных трубок турбин К-200-130 и К-300-240 и конденсаторов для турбин меньшей мощности, но работающих на морской воде, ЛМЗ применяет медноникелевый сплав МНЖ 5-1, обладающий высокой коррозионной стойкостью. Химический состав этого сплава: Ni + Co = 5–6,5%, Fe = 1,0–1,4%, Mn = 0,3–0,8%, Cu остальное. Трубки поставляются подвергнутыми низкотемпературному отпуску при температуре не выше 500°С. Механические свойства: временное сопротивление разрыву не менее 30 кг/мм² и относительное удлинение не менее 8% ($\frac{\text{ЦМТУ}}{\text{СТУ30}} 1004-63$). Трубки сортируются по длине, каждая из них подвергается осмотру для выявления дефектов и повреждений: трещинок, пробоин, изломов, вмятин, заусенцев, следов коррозии. Качество латунных трубок зависит также от их хранения. Они должны храниться в заводской упаковке или на стеллажах в сухом вентилируемом помещении при температуре выше 0°. Хранение трубок в сыром помещении или на открытом воздухе вызывает по мере коррозионного растрескивания их.

В сомнительных случаях для латунных трубок на монтаже приходится проводить испытания на определение внутренних напряжений (испытание на коррозионное растрескивание). Для этого от недеформированных трубок отрезаются куски длиной по 100 мм (10—15 шт. из разных партий), тщательно обезжириваются бензином, погружаются в раствор азотной кислоты (1 : 1), затем промываются проточной водой для удаления кислоты и переносятся в закрывающуюся стеклянную посуду, на дно которой предварительно наливается раствор аммиака (15 см^3 на 1 л воды). Куски трубок не должны касаться жидкости. Выдержка в парах аммиака — 24 ч. После этого выпутые куски труб вторично погружаются в водный раствор азотной кислоты (1 : 1). В трубках, имеющих внутренние напряжения, испытание в аммиачной среде вызывает появление трещин. В случае растрескивания трубок, что свидетельствует о наличии недопустимых внутренних напряжений, здесь же на строительстве производится их отжиг. Для этого берется стальная труба диаметром 400—600 мм, внутрь ее закладываются требующие отпуска конденсаторные трубки с достаточными промежутками между ними и пропускается перегретый пар, нагревающий трубки до температуры 290—310 °C с выдержкой 45—60 мин. Давление пара примерно 1,4—1,5 атм.

Нагрев трубок может производиться и другим способом, например, индукционным. Внутренние напряжения в отожженных трубках, замеренные методом разреза кольца, взятого от трубки, в продольном направлении не должны превышать $0,5 \text{ кг/мм}^2$.

Так как корпус конденсатора представляет сварную конструкцию, то вследствие деформации его и трубных досок последние могут быть непараллельны между собой, и, следовательно, длина устанавливаемых трубок в разных местах конденсатора может быть различная. Эта разница, например, в конденсаторе для турбины К-200/130 на головном образце Южно Уральской ГРЭС доходила до 40 мм [52]. При развальцовке трубки должны выступать из трубной доски на 1,5—3 мм. Для определения длины трубок в различных зонах конденсатора равномерно в разных местах устанавливается 10—15 трубок одинаковой длины. Зная длину трубки и на сколько она должна выступать, можно определить величину отрезки лишних кусков и на специальном приспособлении — верстаке с упором с одной стороны концы трубок отрезаются до необходимого размера. На Южно Уральской ГРЭС трубки отрезались с припуском, завальцовывались с одной стороны, а затем концы, выступавшие из второй трубки доски, обрезались специальным приспособлением и вальцевались.

Конденсаторные трубки набираются в конденсатор таким образом, чтобы выступающие концы из трубных досок (после обрезки) были одинаковые. Приспособление для обрезки трубок показано на рис. 21-5. Соединение трубок с доской выполняется при помощи вальцовки концов трубок, что дает прочное и плотное сопряжение трубок с досками. Другие способы (установка трубок на специальных сальниках) не позволяют получить длительной надежной плотности трубок в этих сальниках. Отверстия в трубных досках и концы самих трубок перед вальцеванием должны быть совершенно чистыми: не должно быть масла, грязи, ржавчины, пыли, песка, влаги и т. п. Все это ухудшает качество развальцовки и вызывает расстройство соединения. Необходимо учитывать при этом, что усилии в трубках вследствие разности тепловых расширений трубок и корпуса воспринимаются в некоторых конденсаторах вальцованным соединением и что сами трубки подвержены вибрациям от действия проходящего пара, которые тоже способствуют расстройству этого соедине-

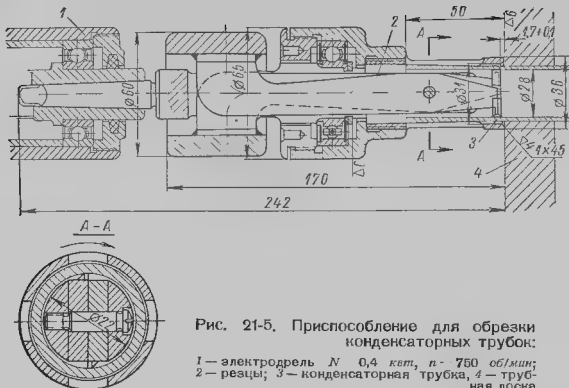


Рис. 21-5. Приспособление для обрезки конденсаторных трубок:

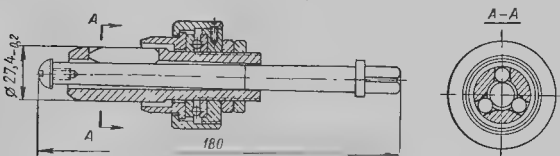
1 — электродреель N 0,4 кет, n — 750 об/мин; 2 — резцы; 3 — конденсаторная трубка, 4 — трубная доска

ния Практикой установлено, что надежное соединение достигается при вальцевании трубки до уменьшения толщины стенки на 4–6% и удлинения выступающего конца трубки на 0,4–0,6 мм. Вальцевание должно производиться не по всей толщине трубной доски, а примерно на длине 0,8–0,9 от толщины доски. Особое внимание обращается на хорошее качество изготовления самого инструмента вальцовки (размеры ролика, чистота их обработки и т.п.) На рис 21-6 показана вальцовка с регулируемой глубиной развальцовки для трубок диаметром 28–30 мм.

Вальцевание производится вальцовкой при помощи электродреели с $n = 750$ об/мин и $N = 0,4$ кет. Наборка и вальцовка трубок конденсатора могут производиться вне фундамента (кроме турбины К-300-240) или уже тогда, когда корпус конденсатора заведен в проем. В этом случае набивку трубок и развальцовку их можно вести параллельно с монтажом турбины. Набивка конденсатора трубками после присоединения конденсатора к выпускному патрубку цилиндра низкого давления турбины не допускается во избежание передачи дополнительной нагрузки от веса трубок на опоры цилиндра низкого давления.

После развальцовки трубок свободное пространство конденсатора наполняется водой, проверяется плотность вальцевания трубок. В трубках, где будет замечена течь, производится дополнительная подвальцовка их до устранения течи. После проверки плотности развальцовки

Рис. 21-6. Вальцовка для трубок $\varnothing 28-30$ мм



трубок и устранения течи в местах вальцовки их производится покрывание наружных трубных досок уплотняющей мастикой. ХТГЗ рекомендует после тщательной очистки трубных досок и выступающей части трубок и обезжиривания уайт спиритом и автомобильным бензином А-74 наносить покрытия битумной мастикой В-329 (ВТУ МХП КУ 381 -56) в два слоя и затем битумной мастикой № 580 в шесть слоев. После нанесения каждого слоя требуется сушка в естественных условиях при температуре 18 -23° С в течение 24 ч для мастики В-329 и 4 -5 ч для мастики № 580, а после нанесения последнего, шестого слоя сушка производится в течение трех суток.

МОНТАЖ КОНДЕНСАТОРА

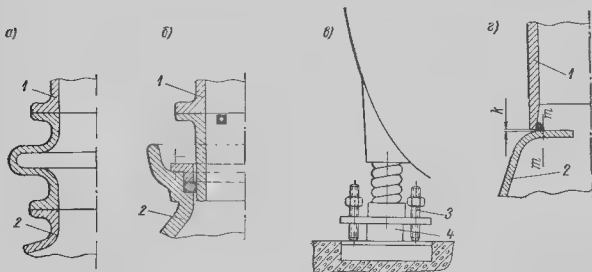
В современных паротурбинных установках конденсатор располагается под турбиной. Конструкция этого соединения, а в зависимости от этого и метод установки конденсатора на опорах бывают различные. Турбина в работе имеет тепловое расширение вдоль своей оси и поперек ее. Связь конденсатора с турбиной должна осуществляться так, чтобы конденсатор не препятствовал тепловому расширению турбины. Это достигается тем, что соединение конденсатора с турбиной выполняется при помощи волнистого (рис. 21-7, а) или сальникового компенсатора (рис. 21-7, б), при этом конденсатор жестко крепится на фундаменте, а тепловое расширение турбины воспринимается указанными компенсаторами. В крупных турбинах создание таких компенсаторов затруднительно, и поэтому конденсатор жестко связывают с цилиндром турбины путем сварки (рис. 21-7, в) или при помощи фланцевого соединения, а тепловое расширение турбины компенсируется установкой конденсатора на гибких опорах: спиральных или тарельчатых пружинах (ЛМЗ, ХТГЗ, МВ). Фирмы «Вестингауз» и «Аллис-Чалмерс», подвешивая конденсатор жестко к турбине, не применяют под ним каких либо опор.

Порядок операций по монтажу конденсатора связан с конструкцией соединения его с турбиной. Нашими отечественными заводами применяется жесткое соединение конденсатора турб с установкой его на пружинных опорах (рис. 21-7, в и 15-1).

Конденсатор, полностью собранный на заводе или на монтаже вне фундамента турбины, заводится в проем фундамента, при этом для двойного конденсатора к турбине К 200-130 предварительно устанавливается

Рис. 21-7. Примеры конструкций соединения конденсатора с турбиной:

1 — патрубок турбины; 2 — патрубок конденсатора; 3 — установочные болты, 4 — подкладка



уравнительный патрубок, а затем уже оба конденсатора. Перемещение конденсатора производится такелажным путем при помощи салазок и лебедок с системой блоков и мостового крана. Если цилиндр турбины еще не установлен и проем сверху свободен, то установка собранного конденсатора на штатное место производится мостовым краном. Установка конденсатора выполняется по отношению к продольной и поперечной осям фундамента, спущенным вниз при проверке и приемке фундамента, а также относительно патрубков для подвода и отвода циркуляционной воды, согласно проекту установки. Подрубается и зачищается бетон фундамента под всеми опорами.

Заведенный в проем конденсатор поднимается краном, временные опоры вынимаются из-под его лап и заменяются пружинными опорами, подобранными согласно заводским паспортам. Конденсатор устанавливается на опоры так, чтобы до низа выпускного патрубка турбины оставалось расстояние не менее 40—50 мм. Опорные пружины конденсатора рассчитываются на нагрузку от веса конденсатора без воды. Вес трубопроводов и воды, находящейся в них и в конденсаторе (при эксплуатации турбины), передается на опоры турбины.

Для контроля замеряют длину пружин с четырех сторон каждой опоры по высоте (для выравнивания пружин вследствие их перекоса). Допуск по высоте на каждую пружину дается $\pm 1,0$ мм. Пружины не должны стоять с перекосами и должны быть равномерно нагружены. После этого можно произвести заливку бетоном фундаментных рам под опоры конденсатора. Если набивка трубок производится после заводки корпуса конденсатора в проем, то пружинные опоры устанавливают после набивки и вальцовки трубок.

Дальнейший подъем конденсатора и приварка его приемного патрубка к выпускному патрубку турбины производится только после окончательной установки цилиндра низкого давления турбины на постоянные подкладки. Подъем конденсатора можно осуществлять попеременно мостовым краном за водяные камеры корпуса, не допуская при этом перегрузки отдельных пружин во избежание их порчи. Конденсатор турбины К-300-240 ЛМЗ поднимается на монтажных гидравлических домкратах грузоподъемностью по 100 т, устанавливаемых под каждой опорой, которые затем снимаются, и конденсатор переводится на пружины. Конденсатор равномерно поднимается до получения зазора k (рис. 21-7, з) между патрубками конденсатора и цилиндра по всему периметру, равному 1—2 мм для средних турбин и 3—5 мм для крупных. Конструкция сварного соединения турбины с конденсатором показана на рис. 21-7, з, она позволяет, благодаря выступающим кромкам у патрубка конденсатора, обеспечить совмещение обоих патрубков. Сварка производится с внутренней стороны по всему периметру. Сначала производится прихватка по углам по диагонали и середине, затем сварка от середины каждой кромки к углам конденсатора. По окончании сварки обрезается кромка листов, выступающих внутрь конденсатора по линии $m-m$ (рис. 21-7, з). Таким образом конденсатор соединяется с цилиндром турбины, при этом вес конденсатора целиком передается на опорные пружины, по не на опоры цилиндра и конденсатор не давит на цилиндр вверх. Чтобы в дальнейшем не передавать нагрузку на установочные болты пружинных опор, замеряется расстояние между опорами и стаканами пружин, по этому размеру обрабатываются постоянные подкладки в виде кусков труб, которые и заводятся на место под соответствующие стаканы (рис. 21-7, в), а установочные болты ослабляются и вся нагрузка передается на подкладки.

После присоединения к конденсатору трубопроводов, связанных с паровой частью, производится гидравлическое испытание паровой

части конденсатора путем заливки водой до нижнего уровня рабочих лопаток последней ступени цилиндра низкого давления (ХТГЗ рекомендует заливать на 1 м выше соединения конденсатора с турбиной). Этим испытанием проверяется плотность сварного шва между турбиной и конденсатором и еще раз проверяется плотность всех прочих соединений, в том числе и вальцовки трубок. На больших конденсаторах, где при этом испытании вес конденсатора с водой составляет около 1000 т, необходима установка под конденсатор дополнительных временных опор.

После гидравлического испытания парового пространства конденсатора собираются крышки водяных камер конденсатора; для достижения необходимой плотности в пазы фланцев закладывается резина размером 10 × 12 мм. Все шпильки фланцевых соединений в крышке уплотняются подмоткой из льняной пеньки со свинцовым суриком или белилами. Трудоемкость сборки конденсатора к турбине К-200 130 составляет примерно 7000 нормо-ч, а монтажа его 1500 нормо-ч (по данным треста «Севзапэнергомонтаж»).

МОНТАЖ ТУРБИНЫ

Основные требования, предъявляемые к монтажу турбины, те же, что и к общей сборке на заводе, т. е.: 1) соблюдение правильного положения отдельных элементов и узлов собственно турбины, а кроме того, и всего вспомогательного оборудования как между собой, так и по отношению к продольной и поперечной осям фундамента, 2) получение плавной линии осей всех валов, входящих в турбогенератор, для спокойного хода машины, а также всех роторов вспомогательного оборудования.

При общей сборке турбины на заводе в результате проведения ряда сборочных операции правильное положение всех неподвижных частей турбины было зафиксировано: установкой продольных шпонок на фундаментных рамах для обеспечения продольного расширения корпусов цилиндров и подшипников на рамах, вертикальных шпонок между корпусами подшипников и цилиндров, обеспечивающих постоянство положения всех корпусов в вертикальной плоскости и поперечных шпонок в местах соединения цилиндров с корпусами подшипников для возможности свободного поперечного теплового расширения цилиндров с одновременным сохранением надежной связи корпусов цилиндров и подшипников в продольном направлении. Все эти положения относятся к паровым турбинам конструкции ЛМЗ и им подобным. Для турбин других фирм и заводов указанные принципиальные положения остаются в силе, но особенности осуществления их связаны с конструкцией турбины. Так, например, в паровых турбинах КТЗ малых мощностей корпус переднего подшипника связан с фундаментной рамой при помощи стойки-пластины и его тепловое осевое перемещение достигается за счет изгиба этой стойки.

Соосность корпусов, центровка роторов по расточкам уплотнений и полумуфтам, установка диафрагмы с необходимыми радиальными и осевыми зазорами обеспечивают нормальную взаимосвязь между подвижными и неподвижными частями турбины. Общая сборка турбины обеспечивает правильное относительное положение отдельных частей между собой не только в холодном состоянии, но и с учетом нагрева турбины в эксплуатации: при полной нагрузке, при ее максимальном нагреве не должно происходить таких нарушений в турбине, которые повели бы к ее ненормальной работе. Выполнение всех этих требований, по уже в целом по всей турбоустановке является обязательным и при монтаже, при этом установка турбоагрегата на монтаже является постоянной, а не временной, предназначенной для весьма длительной работы в течение

150 2 тыс. ч и более, а потому качество работ должно быть очень высоким. Требование повторяемости заводской сборки на монтаже способствует улучшению качества монтажных работ, ведет к снижению трудоемкости и сокращает время производства их. Исходя из требования повторяемости заводской сборки, технологически процесс монтажных работ должен являться продолжением технологического процесса заводской общей сборки. Поэтому технология производства монтажных работ нами рассматривается дальше как следующий, конечный этап подготовки турбоагрегата к установке на электростанции для его эксплуатации. Так как в разделе общей сборки турбин нами подробно рассматривалась сборка турбины ЛМЗ типа К 200-130, то в этом разделе мы и продолжим рассмотрение монтажа этого типа турбины, останавливаясь при этом на некоторых особенностях по другим типам турбин.

ПОДГОТОВКА И УСТАНОВКА ФУНДАМЕНТНЫХ РАМ

В зависимости от мощности и назначения турбины поступают на монтажную площадку в разобранном и законсервированном виде (например, мощные паровые турбины) или в собранном (например, турбины малых мощностей или транспортные, цилиндры которых на месте не разбираются).

По стационарным турбинам больших и средних мощностей и вследствие небольшого накопленного опыта по газотурбинным установкам все детали турбин проходят на станции расконсервацию, очистку, ревизию, проверку сопряженных деталей и их соединений и в случае необходимости исправление замеченных дефектов.

Необходимость всех ревизий деталей, которые проводятся в процессе монтажа, определяется ответственностью турбоагрегата и возможными повреждениями деталей при погрузке, транспортировке и выгрузке их на пути от завода до монтажной площадки и предусмотрена техническими условиями Госстроя на монтаж паротурбинных установок, турбогенераторов и турбовоздухоудовок СН 153 61.

По ходу монтажа первыми подготовляются фундаментные рамы. Все они очищаются от грязи, краски, масла, ржавчины внутри и снаружи. Проверяются все скользящие опорные поверхности, зачищаются от забоин, в том числе и нижние места рам под будущими постоянными подкладками. Опорные поверхности рам проверяются по шабровочной плите, натираются серебристым графитом, а шпонки смазываются ртутной мазью. Результаты проверки заносятся в монтажный формуляр. Нижние выходные части цилиндра низкого давления перекаптовываются горнзонтальным разъемом вниз, опорные поверхности цилиндра очищаются от грязи и расконсервируются, на них накладываются фундаментные рамы, стягиваются с цилиндром болтами. Проверяется щупом зазор между опорными поверхностями цилиндра и рам. Таким же образом проверяются и фундаментные рамы под корпусами подшипников. Зазор должен быть меньше 0,05 мм — пластинка щупа толщиной 0,05 мм не должна проходить встык сопряженных плоскостей. Допускается прохождение щупа на отдельных участках периметра общей протяженностью не более 20% при условии плотного прилегания по углам. Качество прилегания сопряженных опорных поверхностей проверяется по краске и на блеск — должно оставаться от одного до трех пятен на площади 25×25 мм.

Проверяется отсутствие перекосов в продольных шпоночных соединениях при наложении фундаментных рам на опорные поверхности цилиндра низкого давления и на корпуса подшипников (суммарный боковой зазор 0,04—0,06 мм).

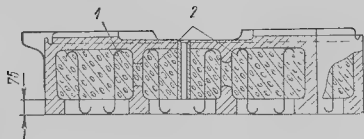


Рис. 21-8. Заливка бетоном внутренних полостей фундаментных рам:

1 — бетон; 2 — крючья

Для турбины К-300-240 ХТІЗ внутренние полости фундаментных рам под корпуса переднего и среднего подшипников заливаются бетоном. Уровень заливки не должен достигать нижней опорной поверхности на 70–75 мм (рис. 21-8). В этом случае проверка состояния фундаментных рам производится после за-
тоном

Перед установкой фундаментных рам на фундамент в отверстия (колодцы) его закладывают фундаментные болты и проверяют хорошее прилегание анкерных плиток болтов к бетону

Фундаментные рамы устанавливаются на временные опоры в виде клиновых домкратов или временных подкладок по высоте согласно отметкам, указанным на чертеже, с допуском ± 5 мм.

Рекомендуется устанавливать клиновые домкраты в количестве: под фундаментные рамы переднего и среднего подшипников по 6 шт., под переднюю и заднюю рамы цилиндра низкого давления по 8 шт. При этом на бетоне места под домкраты выравниваются по уровню, чтобы домкраты лежали на нем плотно, без качания. Толщина постоянных подкладок под всемп фундаментными рамами не должна быть меньше 25 мм (для удобства подливки в дальнейшем бетона), ХТІЗ для турбины К 300-240 устанавливает 50–70 мм. Временные клиновые подкладки могут устанавливаться на закладные части (рис. 21-4, а), на пластины, приваренные к арматуре и подлитые бетоном (рис. 21-4, б) или непосредственно на бетон, после его выравнивания в этом месте. В плане рамы устанавливают по размерам чертежа (см. рис. 19-6), согласно продольной и поперечной осям фундамента, зазоры в дистанционных болтах (рис. 19-6 и 19-11) подбираются с учетом направления теплового расширения в процентах от суммарного зазора. Установка по высоте производится при помощи монтажной линейки и уровня «Геодегоразведка» либо гидростатического уровня, для которого приваривается реперная площадка 100×100 мм к арматуре фундамента.

После установки фундаментных рам под цилиндр низкого давления на клиновых домкратах ставится опалубка из металлических листов толщиной 2 мм с внутренних сторон передней и задней фундаментных рам цилиндра низкого давления, так как после установки цилиндра низкого давления изготовление этой опалубки будет затруднительно (рис. 21-40).

СБОРКА ЦИЛИНДРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ И ЕГО МОНТАЖ

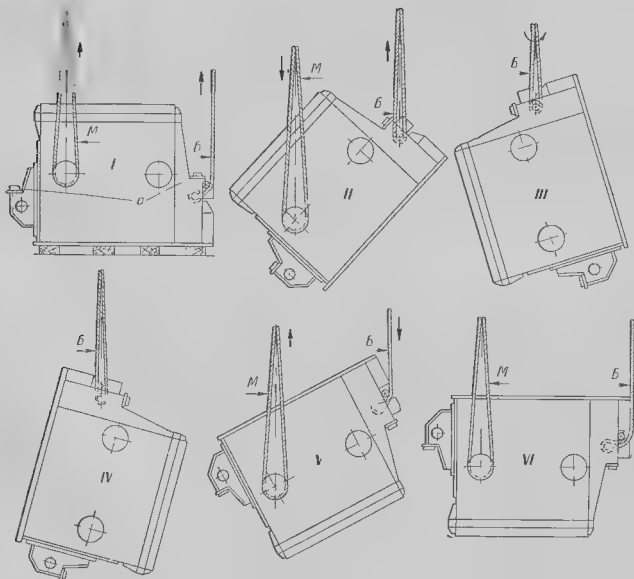
Корпуса цилиндров мощных турбин поступают на монтаж в разобранном виде. Здесь все отдельные части цилиндров, а также корпуса подшипников подвергаются очистке от консервации и грязи, все фланцы проверяются на отсутствие забоин, заусенцев и т. п. Проверяется состояние резьбы шпилек и болтов горизонтального и вертикального разъемов, состояние контрольных шпилек и отверстий для них.

Все литые и сварные корпуса цилиндров и подшипников тщательно очищаются с внутренней стороны от остатков формовочной земли, окалин, сварочных капель, стружки и т. п.

Сборка цилиндра низкого давления крупных турбин, состоящего обычно из трех нижних частей и трех верхних и прибывших на монтаж россышью, производится непосредственно на фундаменте турбины (после заводки в проем фундамента конденсатора).

На опорные поверхности нижних половин выхлопных частей цилиндра низкого давления, перекатованных горизонтальным разъемом вниз, устанавливаются фундаментные рамы (рис. 21-9, *I*). Проверяется, если это не было сделано предварительно, плотность прилегания фундаментных рам к опорным поверхностям нижних половин выхлопных частей. Рамы закрепляются дополнительными технологическими болтами для исключения отрыва фундаментных рам от лап цилиндра при установке цилиндра низкого давления на динамометрах. Цилиндры перекатовываются и собираются: обе верхние выхлопные части со своими нижними без мастики, но на контрольных болтах. На рис. 21-9 показано кантование выхлопной части нижней половины цилиндра низкого давления весом 55 т. При сборке пластина щупа толщиной 0,05 мм не должна проходить встык горизонтального разъема. Затем вне фундамента на монтажной площадке собираются без мастики с установкой на контрольных болтах верхняя и нижняя половины средней части цилиндра низкого давления и проверяется плотность горизонтального разъема.

Рис. 21-9. Кантовка нижней части ЦНД турбины К-200-130 весом 55 т: *I, II, III, IV, V* и *VI* — последовательные положения цилиндра при кантовке; *Б* — большой гак мостового крана; *М* — малый гак; *а* — фундаментные рамы



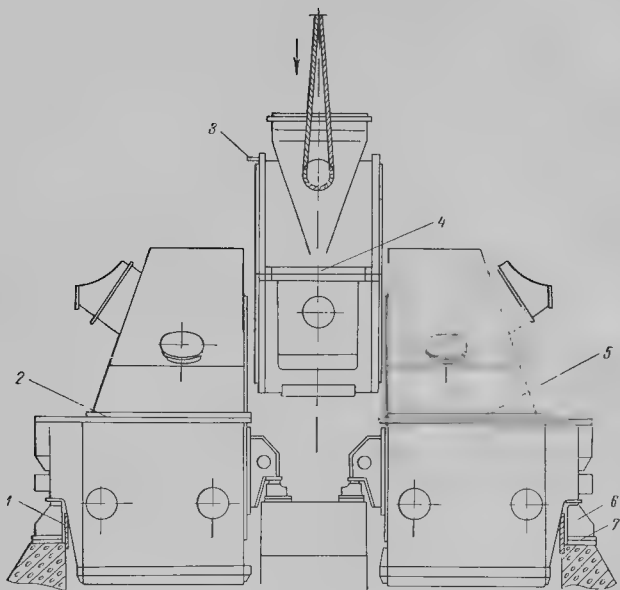


Рис. 21-10. Сборка ЦНД турбины К-200-130:

1 — опалубка; 2 — передняя часть; 3 — шпильки; 4 — средняя часть; 5 — задняя часть; 6 — фундаментная рама; 7 — клиновой домкрат

Краном средняя часть заводится между передней и задней частями цилиндра низкого давления (рис. 21-10) и стыкуется на контрольных штифтах (с затяжкой гаек) с передней частью цилиндра низкого давления (без мастики). При этом проверяется совпадение отверстий под контрольные болты и плотность фланцев вертикального разъема пластиной щупа толщиной 0,05 мм. После разбалчивания вертикального разъема средняя часть соединяется с задней частью цилиндра низкого давления так же, как и с передней. Если при этих проверках нельзя раздвинуть переднюю и заднюю части цилиндра низкого давления на фундаменте, чтобы между ними вставить среднюю, необходимо из одного вертикального фланца вывернуть шпильки (на рис. 21-10 вывернуты справа) и завернуть их обратно после установки средней части через отверстия во фланец цилиндра низкого давления.

При данной сборке отдельных левой и правой выхлопных частей со средней необходимо перемещение их по высоте достигается при помощи клиновых домкратов под фундаментными рамами (либо временных прокладок). После нанесения мастики толщиной 0,3—0,5 мм и установки контрольных штифтов поочередно на каждый вертикальный фланец производится сборка всего цилиндра. Рекомендуемый состав мастики (для

уплотнения фланца турбины): вареная натуральная олифа и серебристый чешуйчатый графит, перемешанные до консистенции густой сметаны. Ослабляются гайки шпилек горизонтального разреза и щупом проверяется его плотность внутри и снаружи цилиндра (пластина щупа толщиной 0,05 мм не должна проходить). Разбалчивается горизонтальный разрез, снимается вся верхняя крышка цилиндра низкого давления и нижняя половина его готова для монтажных работ.

ХТГЗ выставляет свои цилиндры по гидростатическому уровню относительно реперной площадки, согласно данным заводского формуляра, путем перемещения по высоте фундаментных рам на клиновых домкратах.

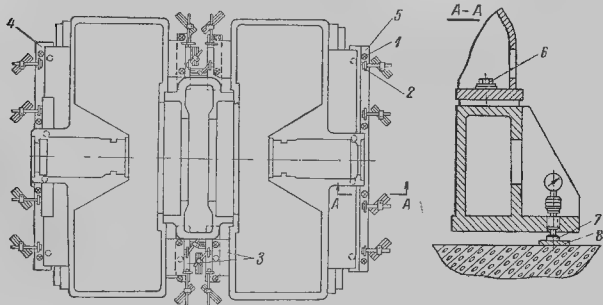
Для установки цилиндра с необходимым уклоном призмы ставятся под монтажную линейку на цилиндр низкого давления в местах расточек под уплотнения и вкладыши № 3, 4, 5 и 6 (см. рис. 19-6) с подкладками, учитывающими отклонение плоскости горизонтального разреза от оси расточки. В отверстия фундаментных рам ввертывают 16 динамометров, а рядом для контроля отрыва рам устанавливаются индикаторы (рис. 21-11). Равномерно нагружая динамометры, цилиндр низкого давления выставляют на динамометрах по равенству реакций симметричных опор и уклонам, согласно заводскому формуляру (см. рис. 19-4 и табл. 19-5).

По окончании установки цилиндра путем подтягивания клиновых домкратов нагрузки с динамометров снимаются, и цилиндр переводится на домкраты, при этом индикаторы должны показывать неизменность положения фундаментных рам, что свидетельствует о неизменности нагрузок. Верхняя половина цилиндра низкого давления ставится на нижнюю, обжимается по горизонтальному разрезу. Пластиной щупа толщиной 0,05 мм проверяется (при освобожденных дистанционных болтах) отсутствие отрыва опорных лап цилиндра от фундаментных рам. Затем крышка снимается и проверяется неизменность нагрузки по индикаторам и уклонов по линейке.

Так как цилиндр низкого давления при выполнении монтажных работ является базой и никаких изменений в его установке дальше не будет, а все остальные корпуса будут прицентровываться к нему, то

Рис. 21-11. Расположение динамометров и индикаторов на ЦНД:

1 — динамометр; 2 — индикатор; 3 — средняя рама; 4 — передняя фундаментная рама; 5 — задняя фундаментная рама; 6 — дистанционные болты; 7 — налая подкладка; 8 — металлическая прокладка



после его окончательной выверки производится фиксация цилиндра низкого давления на фундаменте путем замены клиновых домкратов (или временных прокладок) постоянными прокладками. Размеры толщин прокладок определяются по месту.

При установке постоянных прокладок необходимо следить за неизменностью реакций опор (показания установленных для контроля индикаторов не должны изменяться более чем на 0,01 мм). ЛМЗ рекомендует, чтобы после пригонки постоянных прокладок к рамам и закладным частям фундамента поверхность прилегания с обеих сторон (по блеску при пати-ре) составляла около 70%.

После установки постоянных прокладок производится контрольная проверка уклонов цилиндра низкого давления, результаты которой и вносятся в формуляр.

Подготовка к сборке цилиндра среднего давления на монтажной площадке и сборка происходят совершенно таким же образом, как и сборка цилиндра низкого давления.

УСТАНОВКА КОРПУСОВ ПОДШИПНИКОВ, ЦИЛИНДРОВ СРЕДНЕГО И ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЙ ПО СТРУНЕ И ПО УРОВНЮ С ПРОВЕРКОЙ ПО РЕАКЦИЯМ ОПОР

Корпуса подшипников, цилиндры среднего и высокого давлений заливаются керосином на 24 ч для проверки их плотности. При испытании корпус рекомендуется ставить на свою фундаментную раму, так как даже при небольшом потении на ней можно обнаружить следы керосина. При испытании корпуса подшипника высокого давления особенно тщательно просматриваются места, где фланцы трубного каркаса выходят наружу. Отдельно в этом корпусе на плотность испытывается нижняя часть корпуса.

Фундаментные рамы прикрепляют к корпусам подшипников среднего и высокого давлений с помощью угловых прижимов со сдвигом вперед относительно центра опорной поверхности корпуса среднего (на 10—15 мм) и высокого давления (на 30 мм) для учета тепловых расширений цилиндров (для турбины К-200-130). Корпуса подшипников вместе с рамами устанавливают на фундамент, оперев каждый корпус на шесть клиновых домкратов по струне (приспособление см. на рис. 19-12), натянутой по продольной оси цилиндра низкого давления, чтобы получить положение осей всех корпусов в одной вертикальной плоскости с осью цилиндра низкого давления. Корпуса поднимают на клиновых домкратах с уклонами согласно заводским формулярам. Ставят на место нижнюю половину цилиндра среднего давления, оперев ее лапами на поперечные шпонки передней части цилиндра низкого давления и корпуса среднего подшипника. Проверяют уклоны по уровню нижней половины цилиндра среднего давления и корпуса среднего подшипника в продольном направлении и приводят в соответствие с данными заводских формуляров. Проверяют прилегание лап цилиндра к поперечным шпонкам, зазоры в вертикальных шпонках, отсутствие перекоса в них.

В лапы цилиндра среднего давления ввертывают четыре динамометра до упора в специальные каленые прокладки и рядом с ними четыре индикатора для контроля за отрывом лап (рис. 21-12). Равномерно нагружая динамометры, лапы цилиндра оттягивают от поперечных шпонок на одну и ту же величину 0,10—0,15 мм (по индикаторам). Реакции опор при этом должны быть близки к заводским данным. В случае расхождения проверяется отсутствие засаждения в поперечных и вертикальных шпонках.

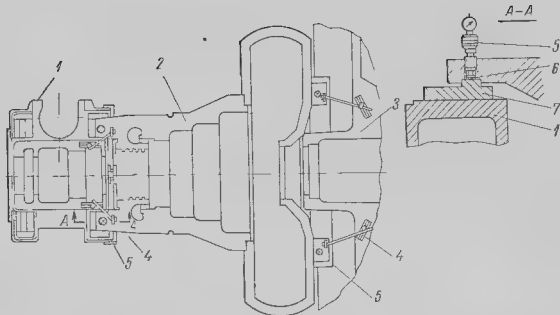


Рис. 21-12. Расположение динамометров и индикаторов на ЦСД.

1 — средний подшипник; 2 — ЦСД; 3 — ЦНД; 4 — индикаторы; 5 — динамометры; 6 — нагретая подкладка; 7 — поперечная шпонка

Проверяются продольные уклоны: они до одит с. в пределах допусков, указанных на рис. 19-4.

Верхняя половина цилиндра среднего давления устанавливается на нижнюю, крепится горизонтальным разъем и проверяются нагрузки по динамометру. Отклонения для симметричных опор допустимы в пределах не более 5% от средней величины нагрузки, приходящейся на эти опоры. После снятия крышки вторично проверяется продольный уклон, и полученные данные заносятся в формуляр. Снимаются контрольные зазоры в поперек онках и прижимных планках и также заносятся в формуляр.

Те же самые операции и в таком же порядке проводятся и с установкой цилиндра высокого давления. Окончательно проверяется по струне совпадение в вертикальной плоскости осей расточек подшипников с осью цилиндра низкого давления. Все эти данные заносятся в формуляр, они должны соответствовать заводским формулярным данным.

ЦЕНТРОВКА РОТОРОВ НИЗКОГО, СРЕДНЕГО И ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЙ ПО РАСТОЧКАМ ПОД УПЛОТНЕНИЯ И ПО ПОЛУМУФТАМ

Очищается от консервации и проводится ревизия вкладышей опорных и опорно-упорного подшипников. Проверяется отсутствие повреждений на баббитовых поверхностях (забоины, риски и т. п.), отслоение баббита, отсутствие грязи, окалины, остатков формовочной земли в маслосоводящих каналах, качество сферической поверхности вкладыша (не должно быть забоин, заусенцев) и т. п. Опорные подушки вкладышей должны плотно сидеть, без качания в пазах, по краске проверяется плотность их прилегания к расточкам корпусов подшипников. Плотность прилегания шаровой поверхности вкладышей к расточке корпуса подшипника равномерная и составляет не менее 75% рабочей поверхности. Для контроля измеряется толщина рабочих и установочных колодок упорного подшипника. Колебание толщины не должно превосходить 0,02 мм. Затем вкладыши устанавливаются в свои корпуса и проверяется совпадение маслосоводящих каналов во вкладышах и корпусах.

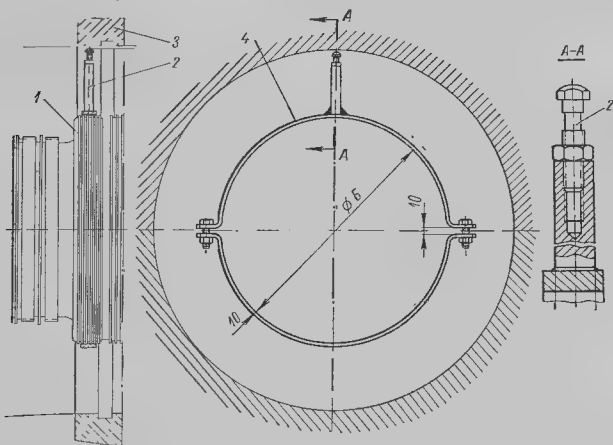
Зазор под нижней опорной подушкой вкладышей для получения натяга по бокам до установки роторов должен быть равен 0,05—0,10 мм. Проводится ревизия роторов нет ли повреждений лопаток и гребешков уплотнений, полученных при транспортировке, состояние опорных шеек роторов, торцовых поверхностей упорного диска и соединительных муфт и т. п. Роторы низкого и среднего давления укладывают в свои подшипники и проверяют бегшие полумуфт по окружности и торцу. Эта проверка производится потому, что эти поверхности муфт являются проверочными базами. Бегание при этом не должно превышать для ротора низкого давления по окружности 0,05 мм, по торцу 0,03 мм, для ротора среднего давления по окружности 0,03 мм, по торцу со стороны низкого давления также 0,03 мм, высокого давления — 0,02 мм. Проверка производится при помощи индикаторов, устанавливаемых на корпусах подшипников.

Для установки ротора высокого давления удаляют колодки из упорного подшипника, ротор среднего давления сдвигают на 3 мм в сторону ротора низкого давления и ротор высокого давления опускается в цилиндр на вкладыш переднего подшипника и на специальную скобу, расположенную в корпусе среднего подшипника под полумуфтой ротора высокого давления, предварительно поднятую двумя отжимными болтами.

Обе полумуфты ротора высокого и среднего давлений соединяются временными болтами (полумуфта ротора высокого давления входит в выступ полумуфты среднего давления на 5 мм), оставляя между торцами полумуфт зазор 0,5—1,0 мм для возможности центровки роторов по полумуфтам. Полностью собирается опорно-упорный подшипник, а в корпусе переднего подшипника — главный масляный насос, устанавливаемый на штатных подкладках.

Рис. 21-13. Приспособление для центровки роторов ВД, СД и НД по расточкам под уплотнения:

1 — вал ротора; 2 — наставка; 3 — цилиндр, 4 — хомут из двух половин (диаметр Б соответствует диаметру вала под уплотнением)



Далее проверяется положение всех роторов по расточкам под концевые уплотнения соответствующих цилиндров при помощи приспособления, показанного на рис. 21-43 и устанавливаемого на вал ротора, и уклоны шеек по уровню. При получении данных, совпадающих с формулярными заводскими величинами, производится проверочная центровка всех роторов по полумуфтам. При этом за базовый ротор принимается ротор низкого давления, на который и устанавливается проверочная скоба. Метод центровки описан ранее, в гл. 19. Ротор высокого давления прицентровывается к ротору среднего давления с обязательным раскрытием по торцу муфты внизу (т. е. внизу зазор больше, чем наверху): для турбины К-200-130 это раскрытие внизу составляет до 0,18—0,22 мм, а для турбины К-300 240 доходит до 0,54 мм (см. табл. 19-8).

Центровка роторов высокого и среднего давления считается законченной, если при проверке по индикатору при обшеченных полумуфтах биение по окружности муфты, по гребням уплотнений роторов и по шейке ротора высокого давления не будет превышать 0,05 мм. Затем проверяется прицентровка ротора главного масляного насоса к ротору высокого давления. Все замеры заносятся в монтажный формуляр и сверяются с заводскими.

По окончании центровки роторов по полумуфтам проверяется неизменность центровки по расточкам уплотнений, а также уклоны шеек роторов по уровню и сопоставляются с заводскими замерами.

После окончания проверки положения роторов по расточкам, полумуфтам и по уровню окончательно проверяется прилегание лап цилиндров к поперечным шпонкам и отсутствие перекосов в вертикальных шпонках, а также распределение нагрузок по лапам цилиндра среднего и высокого давлений. Все замеры должны находиться в пределах допусков завода-изготовителя.

Для фиксации цилиндров (кроме цилиндра низкого давления, который уже установлен на постоянные подкладки) в этом окончательном положении после выполнения всех проверочных работ по роторам и цилиндрам клиновые домкраты или временные прокладки вынимаются и заменяются постоянными.

Для этого в местах установки под фундаментными рамами корпусов подшипников высокого и среднего давлений постоянных прокладок замеряются по четырем углам высотные расстояния между поверхностью, на которой стоят временные прокладки (или клиновые домкраты), и нижней поверхностью фундаментных рам. Заготовки постоянных подкладок имеют высоту 40 мм. При установке прокладок на место неизменность положения фундаментных рам проверяется индикаторами, устанавливаемыми по их углам. Затяжка фундаментных болтов рам также контролируется индикаторами. После перевода на постоянные прокладки и крепления фундаментных болтов рекомендуется еще раз проверить центровку роторов по полумуфтам.

При жестких соединительных муфтах, после обтяжки болтов, по индикатору проверяется биение конца ротора, который лежит на одном подшипнике. При биении выше 0,05 мм оно устраняется путем подтяжки болтов муфты, при большом биении шабреннем торца полумуфты. При помощи двух индикаторов проверяется биение опорного диска — оно не должно превышать 0,02 мм.

Этим заканчиваются все монтажные работы по роторам, затем они вынимаются из цилиндров и после перевода всех корпусов на постоянные подкладки проверяются для контроля по уровню с микрометрическим винтом и по монтажной линейке уклоны всех корпусных деталей. Результаты проверки заносятся в формуляр как окончательные.

Подливка фундаментных рам турбины бетоном производится только после того, как фундаментные рамы установлены на постоянные прокладки, приемные патрубки конденсаторов приварены к выпускным патрубкам цилиндра низкого давления и крышки цилиндров закрыты (хотя бы и временно). ХТГЗ для своей турбины К-300-240 рекомендует сверх того перед подливкой:

1) заполнение водой парового пространства конденсатора около 250 м (либо без воды, но с равномерным ослаблением пружин опор ла величину, соответствующую этому весу);

2) установки ротора генератора в подшипник, если передний подшипник генератора расположен в корпусе цилиндра низкого давления;

3) нагрузки на фундамент не менее 75–80% рабочего веса оборудования с установкой всех тяжелых частей.

Перед подливкой основной бетон под рамами очищается от масла и мусора, тщательно промывается водой, на поверхности бетона делается насечка. Подливку следует производить быстро, без перерывов: сначала колодцев под фундаментные болты, затем промежутков между рамами и фундаментом и в последнюю очередь внутренних полостей рам. Для подливки применяется цемент марки 300–400, песок и щебенка размерами зерен 5–15 мм (т. е. примерно вдвое меньше наименьшего расстояния между фундаментными рамами и основным бетоном фундамента) и должны быть хорошо промыты. Подливка производится с применением вибромашины для каждой рамы с двух сторон, две другие стороны служат для контроля процесса заливки.

Качество подливки должно быть высоким, так как в противном случае это может сказаться на спокойной работе машины. Через 3–5 дней после подливки качество бетона должно быть не меньше марки 140. До полного схватывания бетона не разрешается производить какие-либо работы по турбине, связанные с изменением нагрузки на фундамент (в течение 7–8 дней). Опоры конденсатора заливаются после подливки фундаментных рам турбины.

ПРОВЕРКА ЦЕНТРОВКИ ДИАФРАГМ И ОБОЙМ КОНЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЙ

Все нижние половины обойм с диафрагмами и обоймы концевых уплотнений устанавливаются в цилиндры после консервации, очистки и проверки их состояния (отсутствие повреждений, забоин и т. п.). Осевой зазор в расточках («качка») не должен превышать 0,1 мм, перемещение в радиальном направлении должно быть не более 0,05 мм. Проверяется достаточность зазоров для теплового расширения диафрагмы в обоймах и обойм в цилиндре (см. рис. 19–17). Зазоры для теплового расширения между нижней половиной обойм и расточками цилиндра, а также и для верхних половин проверяются щупом или на отпечаток свинцом. Проверка центровки диафрагм в обоймах и обойм концевых уплотнений производится при помощи специальных борштанг (рис. 21–14), устанавливаемых в цилиндр. Два крайних хомута 3 борштанги предназначены для выверки ее по расточкам под концевые уплотнения при помощи установочных винтов 7, а средний — для центровки диафрагм и обойм. Кронштейны служат для крепления борштанг. Для турбины К-200 130 требуется изготовление на месте двух борштанг: одной для цилиндра высокого и среднего давлений, второй — для цилиндра низкого давления. Равенство прогибов борштанги и ротора может быть проверено уровнем,

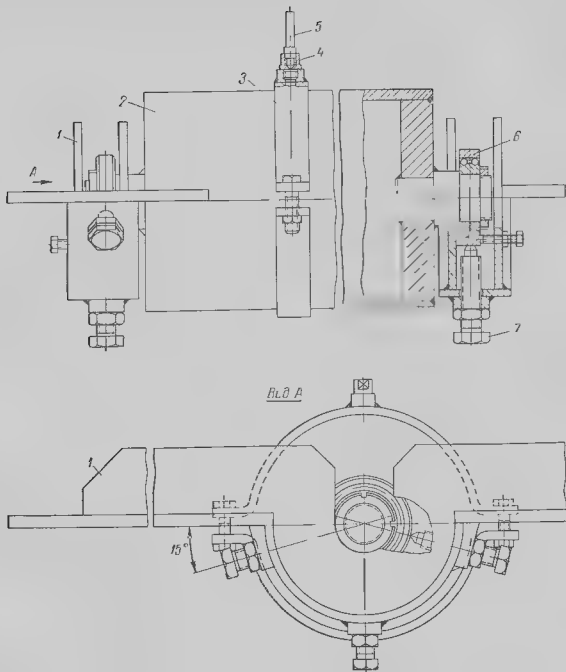


Рис. 21-14. Борштанга:

1 — кронштейн; 2 — вал; 3 — хомут (3 шт.); 4 — надставка; 5 — нутромер микрометрический; 6 — шарикоподшипники; 7 — установочный винт (6 шт.)

устанавливаемым на шейках борштанги и ротора: суммы показаний уровня должны быть одинаковы. Если будут отклонения в прогибах борштанги и ротора, то они учитываются при проверке центровки диафрагм. Борштанга центруется в цилиндре по расточкам под концевые уплотнения в соответствии с данными центровки роторов по этим расточкам на монтаже. Затем устанавливаются верхние половины диафрагм и обоим концевым уплотнениям на пинжиие, на борштанге крепится нутромер с микрометрической головкой и, проворачивая борштангу, замеряют показания индикатора по бокам, внизу и наверху расточек под уплотнения диафрагм. После снятия замеров первой диафрагмы она удаляется (чтобы ее верхняя половина не мешала производству замеров во второй диафрагме) и т. д. Полученные отклонения осей диафрагм и обоим концевым уплотнений от осей ротора не должны превышать величин, предусмотренных допусками завода-изготовителя (для турбины ЛМЗ приведены в табл. 19-40). Результаты центровки заносятся в монтажный формуляр.

ПРОВЕРКА ЗАЗОРОВ В КОНЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЯХ, УПЛОТНЕНИЯХ ДИАФРАГМ И В ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ

Сегменты сопел устанавливают в соответствующие сопловые коробки, сегментные уплотнения — в концевые уплотнительные обоймы и диафрагмы, подклинив их деревянными вкладышами как в нижних, так и в верхних половинах. Опускают в цилиндры роторы, собирают упорный подшипник и полумуфты роторов стягивают болтами. Роторы сдвигаются в сторону генератора до упора, и проверяются все осевые и радиальные зазоры проточной части с левой и правой сторон цилиндра. Замеры проводятся в двух положениях роторов:

- 1) бойки регулятора безопасности на роторе направлены вверх;
- 2) роторы повернуты на 90° в сторону вращения от первоначального положения.

Все зазоры должны находиться в пределах допусков завода-изготовителя (для турбин ЛМЗ даны в табл. 19-11 -19-14).

В концевых и диафрагменных уплотнениях проверяются зазоры следующим образом: осевые — в плоскости горизонтального разреза по каждому гребню с левой и правой стороны при отжатых роторах в сторону генератора, радиальные — по всем гребням в плоскости горизонтального разреза с левой и правой стороны ротора и по крайним гребням концевых уплотнений щупом в нижних точках. Если проверка радиальных зазоров щупом показала, что они соответствуют заводским допускам, пакленываются бумажки (толщиной, равной минимально допустимому зазору) на уплотнения ротора и путем его поворота проверяется по рискам на бумажках отсутствие радиального касания в других гребнях. Таким же образом проверяются зазоры в верхних половинах обойм концевых уплотнений, устанавливая их на нижние. При задеваниях производится зачистка шабером или же проточка уплотнений резцом, закрепляемым в борштанге. Особое внимание обращается на замеры осевых зазоров в концевых уплотнениях и уплотнениях диафрагм, так как от величины их в большой степени зависит нормальный пуск, нагружение турбины, сброс нагрузки (связанные с быстрым температурным изменением длины ротора). Данные проверки всех зазоров в уплотнениях диафрагм и концевых уплотнений сопоставляются с заводскими формулярами, заносятся в монтажный формуляр. Допустимые величины этих зазоров даны в табл. 19-15.

Проверяются зазоры также в опорных вкладышах турбины: боковые — при помощи щупа, верхние — путем свинцовых отливок. Величина допусков их по турбинам ЛМЗ приведена в табл. 13-1. ХТГЗ для своей паровой турбины К-300-240 устанавливает такие верхние масляные зазоры в опорных вкладышах: в первом 0,43—0,55 мм, в остальных 0,5—0,6, а боковые составляют 75% от соответствующих верхних зазоров на глубину 15—20 мм. Для проверки разбега роторов в упорном подшипнике они отжимаются назад, затем вперед; разбег замеряется при помощи установленного около упорного диска индикатора. Допустимая величина его 0,5—0,7 мм (для турбины К-200-130).

ЗАКРЫТИЕ ЦИЛИНДРОВ

После выполнения всех выше перечисленных работ приступают к закрытию цилиндров. Эта операция является весьма ответственной, так как случайное попадание или оставление внутри цилиндра посторонних предметов может повести к серьезной аварии во время пуска и испытания турбины. Поэтому все работы, сопряженные с закрытием цилиндра,

ведутся без перерыва при обязательном участии ответственных представителей завода-изготовителя турбины, руководителя монтажной организации и представителя эксплуатации.

Все детали вынимаются из нижней части цилиндра, продуваются сжатым воздухом, осматриваются (в том числе каналы рабочих лопаток ротора), чтобы убедиться в отсутствии посторонних предметов. Продуваются воздухом нижние и верхние половины цилиндров, сопловые коробки, диафрагмы, пароподводящие трубы. Собираются окончательно диафрагмы в обоймах, все посадочные места натираются графитом, и обоймы с диафрагмами устанавливаются в цилиндры. Устанавливаются в цилиндры обоймы концевых уплотнений с набранными сегментами, в корпуса подшипников — нижние половины вкладышей, баббитовые поверхности их смазываются турбинным маслом, на роторы высокого и среднего давлений надеваются неразъемные эластичные компенсационные кольца. Роторы опускаются в свои цилиндры, собирается упорный подшипник, временно сбалчиваются соединительные муфты всех роторов, производится контрольный замер зазоров в регулирующей ступени при отжатых роторах в сторону генератора и сопоставляется с предыдущим замером. Устанавливаются верхние половины обойм с диафрагмами и обойм концевых уплотнений с набранными уплотнительными сегментами. Верхняя половина цилиндра среднего давления строится при помощи специального заводского приспособления, устанавливается в горизонтальное положение и опускается на нижнюю половину цилиндра по направляющим колонкам («свечам»). При этом тщательно наблюдают, чтобы не было задевания за бандажи и лопатки ротора.

Не доводя верхней половины до нижней примерно на 200 мм, на плоскость горизонтального разъема наносится слой графитовой мастики 0,3—0,5 мм. Таким же образом происходит закрытие цилиндров низкого и высокого давлений. На горизонтальный разъем цилиндра высокого давления мастика не наносится из-за опасения, что при пробивании мастики паром высокого давления в эксплуатации дополнительной затяжкой болтов устранить процаривавшие в месте пробивки не представится возможным. После обтяжки шпилек цилиндров роторы проворачиваются краном за муфту: вращение должно быть легким, без заеданий. Проверяется отсутствие отрыва опор цилиндра низкого давления от фундаментных рам и консольных лап цилиндров высокого и среднего давлений от поперечных шпонок. На цилиндры высокого и среднего давлений со стороны паропуска устанавливаются эластичные кольца.

ГОРЯЧАЯ ЗАТЯЖКА КРЕПЕЖА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО РАЗЪЕМА ЦИЛИНДРОВ

Колпачковые гайки заворачиваются ключом до упора усилием одного человека при рычаге длиной 1—1,5 м. Проверяются зазоры между торцом колпачковой гайки и плоскостью подрезки цилиндра. Плотность прилегания должна быть обеспечена по крайней мере на 75% поверхности, но равномерно по всей длине окружности. Делаются совмещенные риски на цилиндрической поверхности гайки и фланце цилиндра, и в сторону вращения гайки на фланце делается засечка на величину поворота гайки к от этих совмещенных рисок. Шпилька нагревается горячим воздухом или специальным приспособлением для нагрева (см. рис. 19-22), удлиняется, и колпачковая гайка поворачивается надугу к, которая определяется из номограммы (рис. 19-23). Затяжка шпилек производится попарно слева и справа постепенно, от крупных шпилек к мелким.

ЛМЗ, занимаясь изучением вопроса коррозия цилиндров высокого давления турбин К-200 130, установил, что фактические напряжения в шпильках примерно в два раза меньше расчетных, и ввел повышенный затяг шпилек с нагревом их до 350° С.

СОЕДИНЕНИЕ ПОЛУМУФТ РОТОРОВ И ЗАКРЫТИЕ ПОДШИПНИКОВ

После закрытия цилиндров проводится окончательная проверка центровки по полумуфтам роторов турбины между собой и ротора низкого давления с ротором генератора. Такая проверка необходима для учета влияния веса верхних половин цилиндров и затяжки горизонтального фланца цилиндров. Проверка центровки по полумуфтам роторов среднего и низкого давлений и низкого давления с генератором производится возможно ближе к эксплуатационным условиям, для чего паровое пространство конденсатора (к этому времени уже приваренного к цилиндру низкого давления) заполняется водой до нормального уровня, а водяное пространство с циркуляционными трубопроводами заполняется полностью. Затем по индикаторам проверяется радиальное биение полумуфт; при этом величина биения должна остаться неизменной, какой она была при первоначальной центровке роторов по полумуфтам. Ввиду того что ротор низкого давления турбины и ротор генератора поставки разных заводов и отверстия в полумуфтах не пригнаны, эти отверстия развертываются чисто, по ним обрабатывают соединительные болты, они устанавливаются на место и маршируются. Разности в весе каждого болта с шайбой, гайкой и шплинтом не должны отличаться между собой более чем на 10 г, во избежание нарушения балансировки. После затяжки болтов муфт по индикатору проверяется неизменность радиального биения роторов.

Закрытие подшипников производится после закрытия цилиндров турбины и соединения полумуфт роторов. Перед закрытием подшипников окончательно проверяются уклоны шеек роторов по уровню, скобы для замеров положения роторов во вкладышах, нагнати в верхних крышках подшипников, все зазоры в опорных и опорно упорных вкладышах. В корпусе переднего подшипника должны быть собраны предусмотренные чертежом все узлы системы регулирования.

Производится ревизия валоповоротного устройства, устанавливаемого на крышке заднего подшипника цилиндра низкого давления, проверяются все зазоры и соответствие их чертежам.

Особое внимание обращается на чистоту поверхностей зацепления червячной передачи, ведущей шестерни и зубчатого венца на муфте ротора низкого давления. Проверяется по краске правильность зацепления червячной передачи; касание должно быть не менее чем по 75% поверхности зуба. Боковой зазор в зацеплении должен быть 0,3 - 0,4 мм, осевой разбег вала червяка 0,08 - 0,1 мм. Также по краске проверяется зацепление шестерни с зубчатым венцом ротора, касание должно быть по длине около 75% в средней части, боковой зазор в зацеплении около 0,7 мм. При установке валоповоротного устройства на место убеждаются, что включение и отключение ведущей шестерни вручную происходит без затруднений.

При закрытии крышек подшипников фланцы горизонтального развеса корпуса смазываются бакелитовым лаком.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА ДРУГИХ ЭЛЕМЕНТОВ ТУРБОУСТАНОВКИ

Клапаны автоматического затвора и перепускные трубы к цилиндру высокого давления. Клапаны автоматического затвора обеспечивают мгновенное отключение турбины от паропровода свежего пара при авариях, так как в этом случае обычные задвижки на паропроводах с ручным и даже электрическим приводом непригодны из-за затраты большого количества времени, необходимого для их закрытия. К установке этих клапанов приступают в начале монтажа турбины, чтобы дать возможность вести работы по монтажу паропровода свежего пара и перепускных труб одновременно с турбиной. Коробки этих клапанов в конструкции турбин ЛМЗ устанавливаются на специальных сварных рамах - «люльках», которые жестко крепятся к фундаменту, но стойки их допускают тепловое расширение прикрепленных к ним коробок. При такой конструкции усилия от главных паропроводов и перепускных труб к цилиндру высокого давления не передаются на цилиндр турбины, а воспринимаются опорной люлькой. Паровые коробки клапанов сдвигаются со своими люльками и устанавливаются по осям и высотным отметкам согласно чертежу. Для уменьшения рабочих напряжений в перепускных трубах паровые коробки вместе с люльками сдвигаются на 65 мм (для турбины К-200-130) в сторону генератора и временно закрепляются в этом положении. После установки перепускных труб и присоединения их в свободном состоянии к регулирующим клапанам и к коробкам клапанов автоматического затвора производится растяжка перепускных труб путем передвижки коробок клапанов автоматического затвора вперед, в их первоначальное (но постоянное) положение согласно чертежам. В этом положении люльки закрепляют на фундаменте. Благодаря такой установке в перепускных трубах и в цилиндре высокого давления турбины в холодном состоянии возникают дополнительные усилия, которые почти полностью исчезают после пуска и нагрева турбины (при тепловом расширении турбины вперед перепускные трубы будут сжиматься в свое первоначальное положение). Сами перепускные трубы присоединяются к боковым регулирующим клапанам после установки фундаментных рам турбины на постоянных подкладках, а к верхним - после закрытия цилиндра.

До монтажа клапаны автоматического затвора и перепускные трубы ревизуются и очищаются. Производится гидравлическое испытание перепускных труб в собранном виде пробным давлением 175 кг/см^2 при обязательной проверке сварных стыков труб ультразвуком и гамма-лучами.

При сборке после ревизии клапанов автоматического затвора проверяют величины всех зазоров в клапане и ход их и заносят в формуляр.

Защитные клапаны и перепускные трубы к цилиндру среднего давления. Защитные клапаны предназначаются для прекращения доступа пара в цилиндр среднего давления из паропровода промежуточного перегрева, предотвращения разгона турбины при сработке регулятора безопасности и отключения клапанов автоматического затвора свежего пара. В этом случае свежий пар в цилиндр высокого давления поступать не будет, но пар из промежуточного перегрева пойдет в цилиндры среднего и низкого давления и будет повышать число оборотов турбины до тех пор, пока не сработается весь пар в этом паропроводе (если не будут установлены защитные клапаны). У турбины К-200-130 защитные клапаны в количестве двух штук расположены симметрично по бокам цилиндра среднего давления.

Все сказанное выше о монтаже клапанов автоматического затвора и перепускных труб к цилиндру высокого давления относится и к защитным клапанам с его перепускными трубам. Только коробки защитных клапанов после закрепления их на люльках и установки, согласно чертежу, передвигаются ближе к оси турбины, учитывая тепловое расширение цилиндра среднего давления и перепускных труб в поперечном направлении (при боковом расположении защитных клапанов), это предварительное смещение их составляет 30 мм. Холодная растяжка труб достигается перемещением клапанов в направлении, перпендикулярном оси турбины, в постоянное, согласно чертежу, положение на 30 мм. Пробное гидравлическое давление перепускных труб к цилиндру среднего давления в собранном виде 48 кг/см².

Система регулирования и защиты и главный масляный насос. Под системой регулирования понимается совокупность связанных между собой устройств, поддерживающих при работе турбины постоянное число оборотов с заданной по техническим условиям степенью неравномерности.

Если эти устройства поступают на электростанцию не в блочном исполнении, то перед передачей их в монтаж производится разборка их и ревизия. Особое внимание обращается на состояние трущихся поверхностей, отсутствие заедания в сопряженных деталях, чистоту всех отверстий, щелей в окнах бусы, каналов и т. п.

При сборке всех элементов регулирующего устройства детали смазываются турбинным маслом или смазкой ГОИ-54. В таком собранном виде указанные узлы (кроме сервомотора) монтируются в корпусе переднего подшипника. В этом же переднем подшипнике (у всех турбин ЛМЗ) устанавливается и центробежный главный масляный насос. Перед установкой насоса проводится его ревизия, при этом проверяются: осевой разбег ротора (должен быть 0,10—0,15 мм), масляные зазоры в подшипниках (боковые 0,08—0,1 мм, верхние 0,15—0,20 мм), радиальный зазор между рабочим колесом и уплотнительным кольцом (0,25—0,35 мм на сторону), торцовый зазор (2,3—3,5 мм) и пр.

При центровке вал насоса (если смотреть на генератор) должен быть смещен относительно оси ротора высокого давления для учета всплывания ротора высокого давления во время вращения на масляной пленке влево на 0,08—0,10 мм и вверх на 0,15—0,20 мм. Перемещение корпуса насоса при центровке производится за счет изменения толщины подкладок под ним и фиксируется контрольными шпильками.

В корпусе переднего подшипника монтируются и узлы защиты турбины: автоматы безопасности с рычагами и сигнальными устройствами, золотники автоматов безопасности и золотник для их испытания, автомат разгрузки по вакууму и давлению свежего пара. Перед установкой этих узлов на место в переднем блоке производится их ревизия. Здесь также обращается особое внимание на состояние трущихся поверхностей, отсутствие заеданий и чистоту всех отверстий, щелей, каналов, маслопроводов и пр.

Парораспределение. На цилиндре высокого давления турбины К 200-130 установлено четыре регулирующих клапана (диаметром 125 мм — один и диаметром 150 мм — три) и на цилиндре среднего давления — четыре клапана диаметром 325 мм. Производится ревизия всех клапанов и проверяется качество припирки клапанов (по краске), качество выполнения чеканки в местах соединения бусы с крышкой паровой коробки, выполнение сварки в местах соединения тарелки клапана с гайкой. При сборке клапанов проверяются основные зазоры в них, например зазор между штоком и буксой, который должен быть равен 0,30—0,40 мм (суммарный), величины ходов разгрузочных клапанов и холостого хода

основных клапанов (для диаметров 125 и 150 мм — 0,2—0,4 мм, для диаметра 325 мм — 0,5—1,0 мм). Установку регулирующих клапанов с колонками производят по заводским контрольным шпилькам после продувки перепускных труб во избежание попадания в клапаны грязи из них. Ревизуется кулачковое распределительное устройство, при этом роликовые подшипники должны быть насухо обтерты и смазаны чешуйчатым серебристым графитом (но не маслом во избежание пригорания). Установка кулачкового устройства производится также по заводским контрольным штифтам.

После установки колонок, регулирующих клапанов, кулачкового распределительного устройства, рычагов и вертикальных тяг, соединяющих колонки боковых регулирующих клапанов цилиндра высокого (см. рис. 12-6) и среднего давлений с кулачковым распределительным устройством, проверяются зазоры в узле соединения штока клапанов с колонкой между специальной шайбой и прижимным кольцом (равен 0,05 мм), зазоры между роликом и кулачками, регулируются тяги согласно указаниям чертежа (в холодном состоянии и при полностью закрытых клапанах зазор между роликом и окружностью наименьшего радиуса кулака должен быть 5—0,2 мм). При установке реек сервомотора по краске проверяется правильность зацепления (по высоте зуба должно быть не менее 60%, а по длине его не менее 75%).

Масляная система турбины и ее оборудование (для К-200-130). Некоторые технические данные по оборудованию масляной системы следующие: поверхность охлаждения маслоохладителей 60 м², давление масла 3,3 кг/см², пробное гидравлическое давление трубной системы и межтрубного пространства 5 кг/см², масляный бак емкостью 28 м³; пробное гидравлическое давление производится наливом воды; производительность пускового масляного насоса 300 м³/ч, напор — 480 м вод. ст., мощность 200 кет, аварийного масляного насоса соответственно — 180 м³/ч 26 м вод. ст. и 20 кет.

Масляный бак, масляные холодильники и масляные насосы консервируются, очищаются и подвергаются полной ревизии. Все фланцы масляного бака проверяются по шабровочной плите, устанавливаются заглушки для гидравлического испытания. Из бака вынимаются все фильтры и инжектор. Гидравлическое испытание бака производится путем наполнения его водой до верхней крышки. Просматриваются все сварные швы. После испытания бак очищается от грязи и ржавчины, насухо протирается и консервируется внутри турбинным маслом посредством пульверизатора. После осмотра фильтры и инжектор также консервируются турбинным маслом и устанавливаются на свои места в баке. Все лючки на масляном баке закрываются промасленным пресс-шпаном, и бак устанавливается на свои опоры на фундамент по привязочным размерам установочного чертежа агрегата.

После окончания монтажа всех маслопроводов масляный бак заливается маслом через центрифугу и фильтр-пресс. Масляные холодильники после ревизии также подвергаются гидравлическому испытанию и затем консервируются турбинным маслом во избежание ржавления. Масляные насосы подвергаются разборке, очистке, производятся контрольные обмеры их для занесения в формуляр. Маслоохладители и масляные насосы после ревизии устанавливают на свои фундаменты по осям и высотным отметкам согласно чертежам в самом начале монтажных работ по турбоагрегату, чтобы параллельно с монтажом турбины можно было вести и монтаж маслопроводов. Масляный бак устанавливают на место, выверяют по отношению к осям турбины и конденсатора и по высотным отметкам также в соответствии с чертежом.

Маслопроводы высокого и низкого давлений в пределах турбины поставляются комплектно со всем оборудованием, при этом трубы диаметром меньше 44,5 мм поставляют в прямом виде и гнутся по месту при контрольной сборке. После установки масляного бака, масляных холодильников, насосов и корпусов подшипников на постоянных подкладках проводится контрольная сборка и гибка труб маслопроводов. Цель контрольной сборки — пригонка всех труб по месту, выявление возможных дефектов во фланцевых соединениях (например, перекосов), установление опор и подвесок и т. п. Сборка фланцевых соединений производится на штатном крепеже, в них не должны быть допущены перекосы и непредусмотренные натяги. Опоры и подвески не должны передавать нагрузку на насосы и другие элементы масляной системы. Трубы, связанные с тепловым расширением турбины, при контрольной сборке должны устанавливаться с предварительной холодной растяжкой для компенсации расширения турбины.

После контрольной сборки маслопроводы разбираются и подвергаются гидравлическому испытанию: трубопроводы регулирования давлением 40 кг/см^2 , напорного трубопровода смазки подшипников — 4 кг/см^2 , все прочие трубы — 2 кг/см^2 . Затем трубы подвергаются очистке от окалина, ржавчины, песка, чтобы в дальнейшем при работе турбины грязь с маслом не попадала во вкладыши и в органы регулирования. Чистка труб производится ершами, щетками, пыжами при помощи гибких шлангов. Если трубы внутри сильно поржавели и имеют большую окалину, то очистку их производят химическим способом: 20—25-процентным водным раствором ортофосфорной кислоты с последующим промыванием и пропа-

Таблица 21-2. Основные технические данные по вспомогательному оборудованию турбоустановки К-200-130 ЛМЗ

Наименование	Количество	Поверхность нагрева в м ²	Рабочее давление пара в атм.	Рабочее давление воды в кг/см ²	Пробное гидравлическое давление в кг/см ²		Вес в т
					корпуса	трубной системы	
Подогреватель ВД № 3	1	480	37	230	47	290	35,8
Подогреватель ВД № 2	1	480	25	230	31	290	32,6
Подогреватель ВД № 1	1	480	11	230	14	290	30,5
Подогреватель НД № 2	1	300	4,0	15,0	6	19	6,3
Подогреватель НД № 1	2	300	2,0	15,0	3	19	6,4
Охладитель конденсата ПНД	1	35	13	13	16,5	16,5	2,0
Охладитель конденсата ПВД	1	70	25	230	31	290	5,0
Охладитель пара от уплотнений	1	100	2	15	2,5	19,0	2,8
Охладитель пара от уплотнений с эжектором	1	50	0,95	15	1,5	20	2,3
Эжектор основной	2	—	13	12,5	1,5	22	2,2
Эжектор пусковой и циркуляционной системы	2	—	13	—	15	—	0,5

Примечание. Подогреватели № 1 НД встроены в конденсаторы

риванием труб. Особое внимание обращается на сварные швы в маслопроводах. Трубы малого диаметра для системы регулирования гнутся по месту и собираются только на фланцевых соединениях, так как от сварных швов может отставать шлак и грат и вызвать нарушение нормальной работы регулирования. Запрещается очищать трубы маслопроводов пескоструйным аппаратом во избежание попадания оставшихся частиц песка во вкладыши или в органы регулирования. После ч-тки трубы насухо протираются и консервируются турбинным маслом.

В дальнейшем, когда все маслопроводы будут окончательно собраны, производится прокачка масла через всю масляную систему, включая корпус подшипников (для удаления маслом остатков песка, ворса от т. япок, шеллака и т. п.).

Монтаж вспомогательного оборудования турбины. Все вспомогательное оборудование устанавливается на предназначенные для него фундаменты и металлоконструкции по осям и высотным отметкам согласно установочным чертежам в начале работ по монтажу турбоустановки для возможности параллельного ведения работ по монтажу трубопроводов.

Подогреватели (вертикального типа) при этом еще выверяются по отвесу. Таким же образом устанавливаются эжекторы и охладители пара от уплотнений и охладители конденсата. Ревизия и гидравлическое испытание всего этого оборудования производится после окончательного закрепления их на фундаменте. При ревизии подогревателей вне фундамента для их разборки требуется изготовление специальных приспособлений. Арматура и защитные устройства устанавливаются после ревизии аппаратов. В табл. 24-2 дана величина пробного давления для них. Конденсатные и сливные насосы, если они со своими электродвигателями находятся каждый на общей фундаментной раме, ревизируются вне фундамента и потом монтируются в блоке, в противном случае производится монтаж их по осям и высотным отметкам, центровка по полумуфтам и ревизия с проверкой всех зазоров уже на фундаменте.



ПУСК И НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРА ПОСЛЕ МОНТАЖА

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПЕРЕД ПУСКОМ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Пробные пуски турбогенератора и проведение при этом необходимых наладочных работ преследуют цели проверки качества монтажа всего турбоагрегата, обеспечения надежности его работы, а также и всех вспомогательных механизмов, правильного и надежного взаимодействия их между собой и подготовки турбоагрегата к сдаче под нагрузку. Пуско-наладочным испытаниям должны предшествовать проверочные испытания вспомогательного оборудования и подготовка трубопроводов любого назначения к этим испытаниям. От качества проведения всех этих подготовительных работ зависит нормальное проведение пусковых испытаний по турбогенератору и дальнейшая бесперебойная эксплуатация всего турбоагрегата.

К числу этих работ относятся следующие.

Продувка паропроводов производится в четыре этапа (для турбины К-200-130).

1. Продувка паропровода свежего пара совместно с паропроводом котельной через клапаны автоматического затвора.

2. Продувка перепускных труб цилиндра высокого давления через паропровод свежего пара и клапаны автоматического затвора.

3. Продувка паропровода от пароперегревателя до защитных клапанов цилиндра среднего давления совместно с паропроводом промежуточного перегрева через защитные клапаны.

4. Продувка перепускных труб цилиндра среднего давления через паропровод промежуточного перегрева и защитные клапаны.

Продувка производится паром давлением 40—60 кг/см² в течение 15—20 мин. Желательная скорость пара при продувке 90—100 м/сек.

Продувка должна обеспечить такую чистоту труб, которая совершенно исключит попадание в проточную часть турбины мелких металлических частиц, окалины, посторонних предметов (например, забытого инструмента), грязи и т. п., которые могут повредить лопатки ротора и диафрагм, гребешки лабиринтовых уплотнений, засорить дренажные отверстия и даже вызвать серьезную аварию турбины. После продувки разбираются и удаляются временные трубопроводы, установленные для проведения продувки. Продувка трубопроводов к эжекторам и к наружным уплотнениям турбины производится непосредственно в машинный зал.

В процессе продувки при прогревах труб паром выполняется горячая обтяжка всего крепежа фланцев трубопроводов, работающих при эксплуатации турбины под давлением пара или в вакууме в горячем состоянии.

Прокачка масла через масляную систему производится для окончательной очистки всех маслопроводов, корпусов подшипников турбогенератора и прочих элементов, подключенных к масляному тракту, от песка, остатков формовочной земли, окалины, грязи, всяких посторонних тел для предотвращения попадания их в подшипники турбины и в органы регулирующего устройства. К моменту прокачки масла все работы по масляной системе должны быть закончены, масляный бак тщательно очищен и полностью собран (установлены фильтры). Масло марки 22 (турбинное Л по ГОСТу 32 -63) заливается в бак после проверки его химического состава из металлических бочек через центрифугу и фильтр-пресс. Для заливки масляной системы турбины К-200-130 требуется около 28 т масла, для турбины типа ПТ-50-90/13 (двухцилиндровых) — 16 т. При полностью залитой масляной системе уровень масла в баке должен быть примерно на 100 мм ниже крышки бака.

Очистка масляной системы проводится в два этапа: первый — это промывка пусковым масляным электронасосом системы путем сбрасывания масла из напорной линии в смотровые патрубки сливной, минуя корпуса подшипников через временные трубы, непосредственно соединяющие напорные линии со сливными (при этой промывке масло пропускается через фильтр-пресс); второй этап — прокачка масла пусковым масляным электронасосом через всю систему, включая корпуса подшипников и регулирования. При этом все опорные вкладыши турбины и обойма опорно-упорного вкладыша поворачиваются на 10—20° так, что доступ масла к ним закрыт и масло будет проходить через корпуса подшипников, а не через вкладыши, предохраняя таким образом их от возможного загрязнения при прокачке. Промывку и прокачку рекомендуется производить маслом, подогретым примерно до 50°С для лучшей очистки системы. Существует несколько способов выполнения такого подогрева, один из них — это подогрев электрическим током, для чего корпус маслоохладителя обертывается асбестовым листом и обматывается спиралью из проволоки диаметром 5—6 мм длиной примерно 11 м. Питание спирали током производится через электросварочный трансформатор. Подогрев масла можно осуществлять и путем впрыска пара в линии подачи охлаждающей воды в маслоохладители.

При прокачке масло также пропускается через фильтр-пресс, который периодически осматривается и очищается от грязи. Время, необходимое для прокачки масла и хорошей очистки его, составляет около 8 ч. Качество очистки определяется анализом масла.

Затем производится гидравлическое испытание масляной системы регулирования и смазки. Для этого штатный электродвигатель пускового масляного электронасоса на 1000 об/мин заменяется двигателем на 1500 об/мин, и система регулирования

испытывается давлением в 40 кг/см^2 (т. е. $\text{е} \cdot \text{р} \cdot \text{o}$ в 2 раза больше, чем рабочее давление масла), а система смазки подшипников — путем соответствующей регулировки сливного клапана на 2 кг/см^2 . Все фланцевые и сварные соединения маслопроводов тщательно осматриваются, и все дефекты, замеченные при гидравлическом испытании, устраняются.

Проверка плотности конденсатора и всей вакуумной системы производится через конденсатор путем заполнения его водой до нижнего уровня рабочих лопаток последних ступеней ротора низкого давления. Постепенное заполнение водой всех трубопроводов отборов пара от турбины до теплообменных аппаратов, дренажных и уравнильных трубопроводов, трубопроводов главного конденсатора, конденсата греющего пара и пр. позволяет выявить и устранить все дефекты монтажа, дефекты сварки, перекосы во фланцевых соединениях и т. п. Затем проверяется работа конденсатных насосов, сливного насоса и насоса подачи конденсата на обессоливание. Каждый насос должен проработать не менее 8 ч. При работе их проверяется создаваемый напор при закрытой задвижке, вибрация (не должна быть на подшипниках более $0,08 \text{ мм}$), температура подшипников (не должна превышать 50°C). В процессе опробования насосов производится промывка всех соответствующих трубопроводов от грязи и ржавчины для предотвращения загрязнения конденсата, а также проверяется плотность конденсатной системы. Опробуется в работе основной эжектор, для чего закрываются задвижки на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, пускается конденсатный насос и дается пар на сопла эжекторов. Вакуум в эжекторе при таком опробовании не должен быть меньше 640 мм рт. ст. (при барометрическом давлении примерно 760 мм рт. ст.).

Проверка плотности циркуляционной системы производится при работе циркуляционных насосов под рабочим давлением. Проверяются сварные стыки и фланцевые соединения трубопроводов, крышек водяных камер конденсатора и водяной части маслоохладителей. Одновременно вся система промывается от грязи. В этот же период проверяется работа всех задвижек с моторным и ручным приводами.

При установке циркуляционных насосов в машинном зале проверяется их работа продолжительностью не менее 8 ч каждого. При этом проверяется надежность работы и самих насосов.

Пробный подъем вакуума в турбинной установке. Пуско-наладочные работы по вспомогательному оборудованию должны обеспечить отработку нормальной рабочей схемы для первого пробного пуска турбоустановки и дальнейшего испытания ее под нагрузкой. В период пуско-наладочных работ по вспомогательному оборудованию контролируется работа всех механизмов, трубопроводов, автоматики и контрольно-измерительных приборов. К таким пуско-наладочным работам относится пробный подъем вакуума в системе. При этом пуске работают масляный электронасос, конденсатный насос на рециркуляцию, подается циркуляционная вода на конденсатор, пар на уплотнения турбины, включается пусковой и основной эжекторы. Во избежание одностороннего прогрева роторов включается валоворотное устройство, при этом проверяется наличие достаточного количества масла в подшипниках. При таком пробном пуске вакуум должен быть не ниже 500 мм рт. ст. . Обнаруженные неплотности в случае недостаточного вакуума устраняются. Проверяется взаимодействие всех механизмов системы.

Проверка органов регулирования и парораспределения на стоящей турбине также относится к подготовительным работам перед пусковыми испытаниями турбины.

Включается пусковой масляный электронасос, создается давление масла в системе регулирования 20 кг/см^2 и устанавливается давление масла в системе смазки 1 кг/см^2 . Проверяется открытие и закрытие сервомоторов клапанов автоматического затвора, защитных клапанов цилиндра среднего давления и регулирующих клапанов цилиндров высокого и среднего давлений путем вращения маховичка механизма управления турбиной до упора и обратно и строятся характеристики регулирования на стоящей машине. При возвращении маховичка механизма управления в нулевое положение по шкале проверяется, что золотник регулятора безопасности находится в рабочем положении. При полностью открытых сервомоторах воздействием на кнопку ручного отключения турбины проверяется закрытие сервомоторов и пр.

Перед продувкой паропроводов производится тепловая изоляция их, а перед пуском турбины изолируются цилиндры турбины. Тепловая изоляция турбины должна предохранить от нагрева теплоизлучением другие детали турбины, как, например, корпуса подшипников, способствовать более равномерному прогреву ротора и цилиндра, а также верхней и нижней половин цилиндра между собой, уменьшать тепловые потери цилиндров и защищать обслуживающий персонал от действия высоких температур. Практика эксплуатации турбин показывает, что при пуске турбины медленнее прогревается нижняя половина цилиндра, а при остановке турбины она быстрее и охлаждается (из-за большого одностороннего охлаждения воздухом и наличия большого количества труб, идущих от цилиндра). Часто бывает, что ротор турбины расширяется быстрее, чем цилиндр, и это мешает нормальному пуску турбины. Хорошо выполненная изоляция является одним из основных условий, обеспечивающих бесперебойный пуск турбины и нормальную работу ее в эксплуатации. Ряд других конструктивных мероприятий, например обогрев фланцев горизонтального фланцевого соединения цилиндров турбины, способствует еще лучшему выравниванию температур металла в поперечном сечении корпуса, повышает надежность пуска и позволяет сократить время его. Специальный обогрев низа цилиндра создает условия для регулирования разности температур низа и верха цилиндра, более равномерного остывания цилиндра турбин при остановке и повышает надежность нового пуска турбины после остановки.

К изоляционным работам по цилиндрам предъявляются следующие требования: для паровых турбин температура наружного слоя изоляции не должна превышать 50°C , а для газовых, например ГТ-700-4, для передней части корпусов НЗЛ рекомендует $80-90^\circ \text{C}$ и $60-65^\circ \text{C}$ для выпускного патрубка (значения даны для температуры окружающего воздуха примерно 20°C). Возможности иметь такие температуры на поверхности изоляции зависит от материала изоляции и толщины ее. Изоляция цилиндра должна выполняться таким образом, чтобы обеспечить при ревизии турбины вскрытие верхней половины цилиндра без разрушения изоляции. Она должна наноситься на цилиндр или надежно крепиться к нему при помощи специальных крючков. Не допускается отставание изоляции вследствие ее собственного веса от нижней половины цилиндра.

В качестве изоляционного материала для паровых турбин применяется асбестовая ткань, советиловые плиты, диатомовый кирпич и пр. В турбинах сверхвысокого давления (параметры свежего пара: давление 240 атм , температура 580°C) «Теплопроект» для цилиндра высокого давления рекомендует применять изоляционные материалы — асбоизоляцию, штукатурку асбоцементную, а снаружи оклейку — все это общей толщиной примерно 260 мм , для горизонтального разъема теплоизоляционные матрасы из стеклоткани с наполнителем советилом и окраску — общей

толщиной около 260 мм. НЗЛ для корпусов газовой турбины ГТ-700-4, камер сгорания и других элементов установки, находящихся под действием наибольших температур, применяет обожженный вермикулит (продукт выветривания слюды) и глиноземистый цемент (смешивается в объемном соотношении 6 : 1). Толщина изоляции указывается на чертеже, она может доходить до 300 мм для турбин с высокими параметрами.

Для крепления изоляции на цилиндре турбины сверлятся отверстия с нарезкой для крепления каркаса, к которому привариваются крючки. За эти крючки и крепится проволока, поддерживающая изоляцию. Изоляция накладывается слоями с хорошей просушкой перед нанесением следующего слоя. Для уточнения габаритов изоляции устанавливается каркас обшивки, который полностью собирается после окончания изоляционных работ и пробных пусков турбины. В неразъемных местах изоляцию рекомендуется обклеивать специальной хлопчатобумажной тканью и окрашивать ее.

ПУСК ТУРБИНЫ

Первый пуск турбины производится:

1) по окончании всех строительных работ, изготовления всех фундаментов под вспомогательное оборудование и трубопроводы, чистых полов вокруг турбины, заделки монтажных проемов в перекрытиях и стенах здания и очистки территории турбоустановки от строительного и прочего мусора;

2) всех монтажных работ как по турбогенератору, так и всему вспомогательному оборудованию, трубопроводам и арматуре;

3) всех электромонтажных работ, включая подачу напряжения к сигнальным, защитным и автоматическим устройствам турбогенератора, вспомогательного оборудования, к тепловому щиту контрольно-измерительных приборов, всех сигнальных и предохранительных устройств на блочном щите котел — турбина и всех работ по постоянному и аварийному освещению;

4) всех работ по сооружению лестниц, площадок, ограждений и перекрытий каналов и проемов и прочих работ, связанных с техникой безопасности;

5) утепления и отопления машинного зала в зимнее время с поддержанием температуры не ниже $+5^{\circ}\text{C}$ на отметке пола конденсационного помещения;

6) устройства связи и сигнализации;

7) проведения всех мероприятий по пожарной безопасности.

До первого пробного пуска турбоустановки оформляются все промежуточные акты и формуляры по монтажу турбины и вспомогательному оборудованию. Обслуживание всей установки при пуске производится квалифицированным персоналом электростанции. Все пусковые операции по турбине и вспомогательному оборудованию выполняются в полном соответствии с инструкциями заводов-поставщиков оборудования под непосредственным руководством представителей заводов. При пуско-наладочных испытаниях турбоустановки записываются все показания измерительных приборов как литатных, так и временных, специальных, в суточной ведомости, а также ведется журнал пусковых работ, в который записываются все данные, характеризующие работу турбоустановки: время пуска и остановки турбины и вспомогательного оборудования, время прогрева турбины, замеченные неполадки, причины их и способы устранения, при вынужденной остановке турбины причины, вызвавшие эту остановку, и т. п.

Основные операции по пуску проводятся в следующем порядке: паровое пространство конденсатора заполняется конденсатом или хими-

чески очищенной водой до уровня $3/4$ водоуказательных стекол, включаются поочередно все конденсатные насосы, подается пар к пусковому и к двум основным эжекторам, пускаются циркуляционные насосы. По достижении вакуума около 500—550 мм рт. ст. оставляется в работе только один основной эжектор. Включается пусковой масляный насос для обеспечения маслом всей системы. Включаются валоповоротное устройство турбины, регулятор подачи пара на лабиринтовые уплотнения. Подключаются подогреватели регенеративного устройства.

В современных крупных турбинах пуск блока котел—турбина осуществляется не путем последовательного пуска их, как это делалось ранее, а производится по скользящему режиму с постепенным увеличением параметров пара и его расхода. При нормальной эксплуатации турбоагрегата такой пуск сокращает время пуска машины благодаря более равномерному и быстрому прогреву турбины.

Открываются все вентили продувок и дренажей в коллекторы, а также вентили на коллекторах дренажей высокого и среднего давлений: пуск турбины может быть произведен только после полного удаления воды из перегревателя котла и паропроводов. При достижении температуры пара в паропроводе перед главными задвижками 160—180° С и давления 3—6 ата открываются стопорные, защитные и регулирующие клапаны цилиндров высокого и среднего давлений. Затем медленным открытием одного из обводных клапанов главных задвижек пар подводится к турбине и производится толчок турбины (конденсационного типа). Валоповоротное устройство автоматически отключается при числе оборотов ротора турбины около 3,4 об/мин. Прогрев турбины предвключенного типа до пуска в них пара для прогрева на оборотах производится при работе валоповоротного устройства путем подачи к ним пара низкого давления со стороны выхлопа для обеспечения их лучшего прогрева до температуры 200—250° С. Прослушивание турбины (чтобы убедиться в отсутствии задевания подвижных частей о неподвижные, а также в отсутствии попадания посторонних тел) лучше всего производить после толчка при малых числах оборотов без пара. Для этого при первом толчке турбины и достижении ею 400—500 об/мин рекомендуется закрыть байпасом доступ пара в турбину и тщательно ее прослушать при вращении, особенно в местах наружных лабиринтовых уплотнений. Прослушиваются также механизмы, расположенные в корпусе переднего подшипника (у ЛМЗ). Прослушивание производится при помощи трубки с припаянной к ней с одного конца круглой пластины (при отсутствии специальных приборов).

По окончании прослушивания и положительных его результатах байпасным клапаном снова подается пар к турбине и поддерживается число оборотов турбины около 400—500 в минуту. На этих оборотах в течение 1—2 ч производится прогрев турбины, преследующий цели достижения равномерного нагрева цилиндров и роторов. Не допускается прогрев турбины в неподвижном состоянии, так как это ведет к недопустимым прогибам ротора и цилиндра и может вызвать задевание при пуске подвижных частей турбины за неподвижные.

При нормальной работе турбины на этой стадии ее прогрева и отсутствии при прослушивании каких-либо задеваний медленным дальнейшим открытием обводного вентиля в течение 10—15 мин число оборотов повышается до 1400 в минуту. Скорость повышения оборотов при этом составляет примерно 100 об/мин. Длительность выдержки турбины на этих числах оборотов для выравнивания температур металла рекомендуется не менее 15 мин. 1400 об/мин относится к турбине К-200-130, оно выбрано исходя из соображений, что критическое число оборотов ротора генератора равно 1100 об/мин (его необходимо перейти быстро).

Для турбины, например, К-100-90 ЛМЗ на этой стадии прогрева число оборотов турбины поднимается до 1000-1200 об/мин и заводы в своих инструкциях по пуску и обслуживанию турбин всегда указывают пределы этих чисел оборотов. Во время повышения числа оборотов турбины и ее прогрева необходимо следить за приборами, характеризующими поведение турбины и в особенности за указателями относительного расширения роторов по отношению к своим цилиндрам (см. табл. 204). Отклонение от норм, приведенных в таблице, влечет за собой задевание в осевом направлении в проточной части турбины или в наружных лабиринтовых уплотнениях. Проверяется разность температур пара и металла в коробках клапанов автоматического устройства и защитных клапанов, а также разность температур металла между верхней и нижней половинами цилиндров и между фланцем и шпильками. Контроль за наиболее важными показателями температур металла производится по термопарам, заделанным в стенки, фланцы и шпильки цилиндра, в паропроводы и в стенки корпуса клапанов автоматического затвора. Непосредственный замер температур металла по сечениям, перпендикулярным оси турбины во фланцах и шпильках, в стенках, сверху и снизу цилиндра является также, как и относительное расширение ротора, наиболее объективным показателем правильности прогрева турбины. Получаемые при этих замерах разности температур в симметричных местах турбины позволяют судить о возникающих при прогреве напряжениях и возможных деформациях и, таким образом, вовремя принять необходимые меры для предотвращения неприятных последствий от неправильного прогрева (коробление цилиндров, появление трещин в них, задевание и т. п.). По данным ЛМЗ, температура пара всегда должна быть больше температуры металла, температура фланца выше температуры шпилек, при этом разность температур фланца и шпилек не должна превосходить 20°C . Эти ограничения по прогреву фланцев и шпилек преследуют цели избежания пропаривания по горизонтальному разъему при большом нагреве шпилек, или создания недопустимых напряжений в шпильках при большом нагреве фланцев. Для улучшения и ускорения прогрева фланцев и шпилек заводами предусматривается специальный паровой обогрев фланцев, который и включается в работу при прогреве турбины. Разность температур металла верхней и нижней половин цилиндра в зоне регулирующего колеса не должна превышать 50°C , более высокая разность температур создает недопустимые напряжения в цилиндре вплоть до его деформации (что и имело место в практике пуска турбин без учета этого обстоятельства) и может вызвать задевания в проточной части в радиальном направлении. ЛМЗ для своих турбин рекомендует вести прогрев турбин при пуске со скоростью нарастания температуры металла перепускных труб от клапана автоматического затвора к цилиндру высокого давления и от защитного клапана к цилиндру среднего давления не более $2-3^{\circ}\text{C}$ в минуту для сталей перлитного класса.

По приборам при прогреве турбины следят также за указателями осевого сдвига ротора и осевого расширения турбин.

В случаях, когда тепловое состояние турбины не соответствует приведенным выше требованиям, прогревать ее необходимо и дальше, замеряя при этом скорости увеличения температуры свежего пара.

При появлении вибрации на малых оборотах, доходящей до 0,04 мм, число оборотов уменьшается до исчезновения вибрации с выдержкой на этих пониженных оборотах не менее 30 мин и только после этого можно повышать обороты турбины. Если при новом подеме числа оборотов вибрация не уменьшилась и растет дальше свыше 0,04 мм, доступ пара в турбину прекращается и турбина в течение одного часа вращается на

валоповоротном устройстве для устранения упругого прогиба ротора. Затем производится повторный пуск. При повторном возникновении вибрации турбину надлежит остановить и выяснить причины вибрации для ее устранения.

Пуск турбины производится при закрытом доступе воды на маслоохладители для скорейшего нагрева масла, так как вращение роторов на холодном масле способствует менее спокойному ходу турбины. Холодное масло (ниже 35°C) обладает повышенной вязкостью, плохо заполняет зазор между шейкой вала и вкладышем, что и ведет к неустойчивому положению ротора в подшипниках и к его вибрации. При работе турбины необходимо следить, чтобы температура масла при входе на подшипники была не ниже 40°C , а наибольшая температура на сливе из подшипников не превышала 65°C . Достигается это путем регулировки подачи охлаждающей воды на маслоохладители.

Вакуум в конденсаторе поднимается до нормального, и производится дальнейший подъем числа оборотов с 1400 до 2700 в минуту в течение 20 мин. Такой быстрый подъем числа оборотов в этот период пуска связан с прохождением критических чисел оборотов ротора турбины, которые известны для отдельных роторов (например, в турбине К-200 130 для ротора высокого давления 1750 об/мин, для ротора среднего давления 1780 об/мин, для ротора низкого давления 1610 об/мин; в турбине К-100-90 ЛМЗ для ротора высокого давления 1687 об/мин, для ротора низкого давления 1720 об/мин) и не определены для всего валопровода и которые уточняются при этих первых пробных пусках. Критические числа оборотов ± 200 об/мин следует проходить быстро, не допуская возникновения вибрации. Если подъем числа оборотов невозможен при полном открытии обводного клапана, то дальнейший подъем осуществляется медленным открытием одной из главных задвижек. В этот период пуска главный (центробежный, червячно-винтовой или шестеренчатый) насос поднимает давление масла до нормального (для турбин ЛМЗ до обратного клапана давление 20 кг/см²) и пусковой масляный насос отключается. Затем производится дальнейший подъем числа оборотов до 3000 об/мин в течение 20–30 мин, при этом в пределах 2800–2900 об/мин регулирующие клапаны цилиндра высокого давления прикрываются, а клапаны автоматического затвора полностью открываются. В это время температура пара перед цилиндром высокого давления должна быть примерно равна 340°C , а перед цилиндром среднего давления — 280°C (для турбины К-200-130).

РАБОТА ТУРБИНЫ НА ХОЛОСТОМ ХОДУ

Во все время пуска турбины и доведения ее до полных оборотов должен производиться контроль температур пара и металла цилиндров, фланцев и шпилек и должны соблюдаться указанные выше требования по этим температурам. Контролируются также по приборам относительное расширение роторов, осевой сдвиг ротора, расширение турбины, вибрация подшипников, температура их и пр.

В соответствии с ГОСТом 5908–51 допускаемые величины вибрации для турбин после монтажа приведены в табл. 22-1.

На холостом ходу турбины проверяется правильность установки и работы регулирующего устройства, снимается характеристика работы регулирования, проверяется плотность закрытия регулирующих клапанов цилиндров высокого и среднего давлений, клапанов автоматического затвора и защитных клапанов.

Снятие характеристик на холостом ходу производится при закрытой главной задвижке и выведенном полностью ограничителе мощности.

Таблица 22-1. Допускаемые величины вибрации в мм

Число оборотов в минуту	При полной и половинной нагрузках	При холостом ходе турбины без возбужде- ния
	не более	
1500	60	90
3000	40	60
5000 и более	20	30

Обводным клапаном устанавли-
вают 3400 об/мин, затем его
медленно закрывают до пол-
ного открытия сервомотора ре-
гулирующих клапанов и снова
медленно открывают обводной
вентиль. При этом одновременно
по сигналу записывают число
оборотов по машинному и руч-
ному тахометрам, ход сервомо-
тора регулирующих клапанов
цилиндров высокого и среднего
давления по шкале и ход регу-
лятора скорости (по ходу зо-

лотника регулятора скорости). По полученным данным строят харак-
теристики: зависимость числа оборотов от хода сервомотора, зависи-
мость числа оборотов от хода регулятора скорости. Полученные харак-
теристики должны удовлетворять условиям:

1) неравномерность регулирования — изменение числа оборотов в
процентах от 3000 об/мин должна быть $4,25 \pm 0,75\%$;

2) максимальная нечувствительность регулирования скорости не
более $0,3\%$;

3) нечувствительность регулятора скорости не более $0,2\%$.

Испытание плотности клапанов автоматического затвора на холостом
ходу проверяется путем закрытия их при открытых регулирующих кла-
панах и байпасов главных задвижек турбины. При снижении числа обо-
ротов турбины записываются число оборотов и время. Если за 10 мин число
оборотов турбины снизится до 1500 об/мин, плотность клапанов автоматиче-
ского затвора считается удовлетворительной.

Испытания плотности регулирующих клапанов цилиндра высокого
давления на холостом ходу турбины производится путем закрытия их при
открытых регулирующих клапанах цилиндра среднего давления, откры-
тых клапанах автоматических затворов, открытых защитных клапанов
цилиндра среднего давления и открытых байпасах главы задв

При снижении числа оборотов до полной остановки турбины запи-
сываются числа оборотов турбины и время (т. е. снимается время выбега
турбины при закрытых регулирующих клапанах цилиндра высокого
давления). Регулирующие клапаны цилиндра высокого давления считаются
плотными, если при этом испытании время выбега будет немногим больше,
чем обычное время выбега, снятое при полностью закрытых всех клапанах
и задвижках при тех же условиях остановки по параметрам пара
и вакууме.

Испытывается регулятор безопасности вручную и путем повышения
оборотов. Первое испытание производится два раза при помощи ручного
выключателя. Результаты его считаются удовлетворительными, если все
сервомоторы закроются без задержки. При повышении числа оборотов
турбины срабатывает боек регулятора безопасности и все сервомоторы
закрываются.

Если число оборотов, при котором срабатывает боек, т. е. когда за-
крывается доступ пара в турбину, находится в пределах 3330—3360 об/мин
(на 11—12% выше нормального числа оборотов), считается, что регулятор
безопасности отрегулирован правильно. Если турбина снабжена двумя
бойками регулятора безопасности, то производится раздельное испытание
каждого бойка без повышения и с повышением числа оборотов его.

Во время холостого хода турбины и проведения указанных испытаний проверяется поведение турбины по приборам и путем непосредственного наблюдения обслуживающего и монтажного персонала за турбоагрегатом. Температура масла при сливе из подшипников должна быть примерно одинакова, что указывает на правильное распределение масла в подшипниках при помощи регулирующих диафрагм, установленных на напорных линиях, подводящих масло к подшипникам.

Прослушивание турбины на холостом ходу, т. е. при нормальном числе оборотов, затруднительно для обнаружения места и характера задевания, так как шум проходящего через турбину пара перекрывает все другие звуки, а потому прослушивать предпочитают при пуске при возможно малых числах оборотов, когда всякие посторонние звуки отчетливо слышны и не заглушаются паром, и при остановке турбины.

При появлении вибрации при подъеме оборотов вплоть до полных следует поступать так, как было указано выше, т. е. снижать обороты до исчезновения вибрации. Первые пуски турбины и вспомогательного оборудования после монтажа производятся в течение значительно большего времени, чем последующие, так как при этом проверяется сборка турбины, происходит приработка подшипников, а при малых радиальных зазорах и приработке уплотнений как наружных, так и внутренних. Нагрев турбины и ее тепловые расширения достигают значительно больших величин, чем при испытании на заводском стенде; параметры пара спецификационные и значительно отличаются от принятых на заводских испытаниях. Изучается работа агрегата. Снимаются кривая выбега при выключении пара регулятором безопасности при постоянном вакууме в конденсаторе до момента остановки турбины: ручным тахометром замеряется число оборотов через определенные интервалы и время, соответствующее этим оборотам.

Проверка поведения турбины в этих условиях проводится в течение нескольких часов и только при хороших и устойчивых результатах работы турбины на холостом ходу переходят к следующей стадии ее испытания испытанию под нагрузкой.

НАГРУЖЕНИЕ ТУРБИНЫ

Турбогенератор синхронизируется и после включения его в сеть нагружается: до 2 *Мет* для турбин мощностью 25 *Мет*, до 3 *Мет* для турбин 50 100 *Мет* и до 5 *Мет* для турбин 200 *Мет* (по данным ЛМЗ). Длительность работы при такой нагрузке определяется качеством прогрева турбины: относительное расширение роторов, разность температур металла верха и низа цилиндров, фланцев и шпилек не должна превосходить допустимых значений согласно инструкции завода-изготовителя (для турбин ЛМЗ указано на стр. 394). При этом также следят за осевым сдвигом роторов, осевым расширением турбины и вибрацией подшипников.

ЛМЗ для турбины К 200 130 рекомендует выдерживать нагрузку 4—5 *Мет* примерно в течение 60 мин, постепенно повышая при этом температуру свежего пара до 400° С перед цилиндром высокого давления и до 340° С перед цилиндром среднего давления. Для турбин меньшей мощности время составляет 30—60 мин. Обогрев фланцев цилиндра высокого давления регулируется таким образом, чтобы разность температур фланцев справа и слева не превышала 10° С.

Если относительное расширение роторов превысит допустимое, увеличивать нагрузку нельзя, а путем некоторого ухудшения вакуума и тем самым увеличения температуры цилиндра уменьшают величину

и юсит ьного расширения ротора до допустимых пределов. При удовлетворительных тепловых расширениях и разности температур металла нагрузки плавно повышается до 8—10 *Мет* для турбин мощностью 25 *Мет*, до 10—12 *Мет* для турбин 50 *Мет*, до 15—20 *Мет* для турбин 100 *Мет* и до 30 *Мет* для турбин 200 *Мет* (по данным ЛМЗ). Время этого нагружения определяется скоростью нагружения, принимаемой 500 *кет/мин*. Время работы при этих нагрузках примерно 60 *мин*. Осевой сдвиг роторов, тепловое расширение цилиндра, разность расширения ротора и корпуса турбины не должны превосходить допустимых величин. При появлении вибрации на любом из подшипников турбогенератора выше 0,05 *мм* подъем нагрузки прекращается и турбина выдерживается на этой нагрузке для снижения вибрации до допустимых пределов (не более 0,04 *мм*). В противном случае требуется снижение нагрузки. При отсутствии каких-либо ненормальностей производится дальнейшее нагружение до полной нагрузки с той же скоростью 500 *кет/мин*.

Для турбин К-200-130 ЛМЗ рекомендует поднимать нагрузку с 30 до 70 *Мет* не менее чем за 1 ч, при этом нужно следить за температурами металла, относительным расширением роторов, осевым сдвигом роторов, тепловым расширением цилиндров. При нагрузке 70 *Мет* давление пара перед цилиндром высокого давления повышается до 130 *ата*, температура перед цилиндром высокого давления — до 530—550 °С, перед цилиндром среднего давления она должна быть не более 460° С. Дальнейшее повышение нагрузки до 200 *Мет* производится в течение 1 часа при постоянном повышении температуры пара до номинальной.

НЕКОТОРЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ТУРБОАГРЕГАТА

Не допускается длительная работа турбоагрегата без нагрузки, так как при этом температура металла цилиндра низкого давления поднимается до 120° С и выше вследствие нагрева его теплом от вентиляционных потерь и малого количества проходящего через турбину пара, не успевающего отводить это тепло. Турбины допускают длительную работу при номинальной мощности с отклонениями параметров пара, оговариваемыми заводами в инструкциях по обслуживанию. Так, ЛМЗ, например, для турбины К-200-130 разрешает длительную работу при отклонениях по давлению свежего пара в пределах 120—135 *ата*, температуре свежего пара 555—570° С и температуре перегрева перед цилиндром среднего давления в пределах 555—570° С. Расчетные параметры пара для этой турбины 130 *ата* — 565/565° С.

Такие ограничения вводятся заводами, чтобы избежать снижения надежности работы турбины.

Генератор должен работать на сеть с частотой 50 *период/сек*, что соответствует 3000 *об/мин* ротора турбогенератора. Работа турбины при частоте ниже 49,5 *период/сек* и выше 50,5 *период/сек* не допускается, так как вибрационная настройка облопачивания произведена на заводе в этих пределах и отклонение от них может привести к вибрационной поломке лопаток в эксплуатации.

Не допускается работа крупных и средних конденсационных турбин с выпуском пара в атмосферу, так как это вызовет сильный нагрев цилиндра низкого давления и конденсатора, нарушит тепловое расширение турбины, на которое она рассчитана, и расстроит соединение трубок конденсатора в досках. Турбины малых мощностей при закрытой задвижке между турбиной и конденсатором могут работать с нагрузкой до 40% от номиналь-

ной в течение не более 30 мин, чтобы не вызвать нагрева конденсатора и нарушение плотности ва о и конденсаторных трубок в трубных досках.

При резком повышении температуры масла в каком-либо подшипнике до 75° С турбина должна быть немедленно остановлена, во избежание расплавления баббита вкладыша.

Не допускается работа турбины при неисправном регуляторе безопасности. Пуск турбины из горячего состояния после остановки должен производиться в полном соответствии с инструкциями завода-поставщика турбины.

При остановке турбины нагрузку необходимо снимать со скоростью 5 Мет/мин. Для турбины К-200-130, к примеру, такое снижение производится при неизменных перед турбиной параметрах пара до 70 Мет, при этой нагрузке давление пара перед турбиной снижается до 40 ата, а температура до 550° С; дальнейшее снижение нагрузки происходит за счет снижения давления и температуры пара на котле при полностью открытых клапанах цилиндров высокого и среднего давлений со скоростью 2° С падения температуры на 1 Мет снижения нагрузки. При разгрузке турбины необходимо контролировать показания приборов температуры фланцев, шпилек, верха и низа цилиндра высокого давления и цилиндра среднего давления, относительного расширения роторов цилиндра высокого давления, цилиндра среднего и низкого давлений и вибрации подшипников — о этим показателям не превышать значений, указанных на стр. 394.

При первых пусках турбины могут встречаться некоторые неполадки.

По и ж е н и я й в а к у у м может быть по многим причинам. Основные из них следующие.

1. Ненормальная работа эжектора из-за снижения давления пара перед ним, загрязнение сопла эжектора или фильтра на подводе охлаждающей воды, неправильной установки сопла по отношению к диффузору (по расстоянию и осности). Если восстановление давления пара не улучшает его работу, необходимо произвести испытание эжекторов для установления причин снижения вакуума.

2. Неплотности вакуумной части турбоустановки, вызывающие повышенный присос воздуха. Плотность системы проверяется следующим образом: при нагрузке турбины около 1/4 от номинальной закрывается задвижка на отсосе воздуха из конденсатора, при этом эжектор работает. Если при таком испытании вакуум в первые 6—7 мин будет снижаться более 5 мм рт. ст. в 1 мин, считается, что плотность системы недостаточна. Причиной этого может являться просос воздуха через неплотности во фланцах или сварных соединениях трубопроводов, находящихся под вакуумом, недостаточная подача пара к наружным уплотнениям турбины, неплотность сальников конденсатного насоса, неплотность сальников задвижек, находящихся под вакуумом, неплотность посадки атмосферного клапана (при наличии такового) и т. п. На работающей турбине плотность, например, можно проверить путем поднесения зажженной свечи к предполагаемому месту просачивания воздуха, при этом пламя свечи будет втягиваться внутрь, либо при помощи специального прибора — шупа — для отыскания мест подсоса воздуха.

3. Переполнение парового пространства конденсатора водой происходит из-за большего, чем нужно, прикрытия задвижки на конденсатном трубопроводе, неплотности во всасывающем конденсатном трубопроводе и в сальниках его задвижек, плохого уплотнения сальников конденсатного насоса, попадания циркуляционной воды в паровое пространство конденсатора в местах заделки трубок в трубных досках или вследствие разрыва трубок и т. п.

4. Отсутствие или недостаточная подача циркуляционной воды — результат недостаточного открытия задвижек на трубопроводе циркуляционной воды или их полного закрытия, срыва сифона, неплотности всасывающего циркуляционного трубопровода, неплотности сальников циркуляционного насоса, засорение сетки на приемном трубопроводе, загрязнение труб и досок и трубок конденсатора илом или мусором.

Устранение дефектов, вызвавших снижение вакуума, зависит от характера дефекта и оно не требует здесь каких-либо пояснений.

Неисправности в работе масляной системы сказываются на повышенной разности температур входящего и выходящего масла на подшипники (вместо нормальной разности около 15°C), температуре выходящего масла выше допустимой в 65°C , в недостаточном давлении масла на регулирование и на подшипники и недостаточной подачи масла на отдельные подшипники. Причиной этого может являться: загрязнение маслопровода, неплотности во всасывающем маслопроводе, засорение сетки в масляном баке, неправильный подбор регулирующих лабб на подводе масла к подшипникам, пропуск масла в обратном клапане на нагнетательном трубопроводе от масляного насоса и избыточный слив масла через предохранительные клапаны на маслопроводе, вспенивание масла и т. п.

Неисправности в работе системы регулирования могут происходить по разным причинам.

1. Неудержание холостого хода вследствие неплотной посадки регулирующих клапанов, неправильной настройки органов регулирования, заедания штоков золотников, сервомоторов клапанов и т. п. Все эти неисправности ведут к тому, что регулирующие клапаны пропускают пар больше, чем нужно для поддержания холостого хода.

2. Качание системы регулирования — происходят периодические некоторые открытия и закрытия регулирующих клапанов, что вызывает колебание давления пара. При работе турбины в общей сети периодически изменяется и мощность турбины. При работе на отдельную сеть периодически колеблется число оборотов турбины. Возможные причины качания системы регулирования: заедания и слабины в органах регулирования (регуляторе, золотниках, сервомоторах, рычажной передаче), искривления длинных штоков клапанов и коробление направляющих втулок штоков, попадание окалины, пыли, неправильный профиль кулачков, очень малая степень неравномерности и пр.

3. Меняется число оборотов после сброса электрической нагрузки вследствие большой степени неравномерности, большой степени чувствительности, попадания пара из отбора при неплотных обратных клапанах, стоящих на линии отбора.

4. Пульсация в системе регулирования, например, из-за скопления воздуха в сервомоторе и пр.

Вибрация турбины. Вибрация турбины может вызываться самыми разнообразными причинами производственного, монтажного и эксплуатационного характера. К причинам производственного характера (т. е. когда в процессе заводского изготовления деталей и узловой сборки их допущены отклонения, которые могут вызвать беспокойный ход турбины) можно отнести: овальность шеек роторов свыше $0,02\text{ мм}$, отсутствие тепловых зазоров между дисками на роторе, некоторый перекос дисков на роторе из-за неправильного изготовления шпоночных пазов, вызывающий при нагреве ротора его изгиб, изгиб вала ротора вследствие перекоса концевых гаек, крепящих насадные детали (в некоторых конструкциях), посадка дисков с уменьшенными натягами, неудовлетвори-

тельная динамическая балансировка ротора (не полностью собранного, например без муфт) или его разбалансировка во время стендовых испытаний, тепловая неустойчивость ротора вследствие асимметрии его оперечного сечения и пр.

Причины монтажного характера: слабая посадка вкладыша в корпусе подшипника, недостаточный натяг крышки подшипника, плохая пригонка по краске подушек вкладыша к расточке корпуса, уменьшенные боковые масляные зазоры во вкладышах, малые зазоры в лабиринтовых уплотнениях, расцентровка роторов по полумуфтам, неплотное прилегание опор цилиндров или корпусов подшипников к фундаментным рамам, упор расширяющихся частей турбины в неподвижные части фундамента, неправильный монтаж труб, передающий усилия на цилиндры турбины, недостаточная затяжка фундаментных болтов, просадка по каким-либо причинам фундаментных рам, разновес болтов соединительных муфт роторов и пр.

Эксплуатационные причины: отклонения параметров свежего пара от номинальных, попадание в турбину вместе с паром воды, неправильный прогрев турбины - большая разность температур верха и низа цилиндра, относительно большое расширение ротора, низкая температура масла (ниже 40°C), недостаточная подача масла, задевание подвижных частей о неподвижные как в осевом, так и в радиальном направлениях, загрязнение лопаток, вылет лопаток.

Выявление причин вибрации довольно сложно, тем более что одновременно вибрация может вызываться несколькими причинами, либо вибрация, вызванная одной причиной, увеличивается при наложении других причин и в этом случае выяснение причины вибрации должно свестись к выявлению первоначального очага вибрации.

Обычно причину вибрации турбины рекомендуется определять путем последовательного исключения предполагаемых причин. Выявление вибрации помогает снятию круговой (по всем подшипникам и лапам цилиндров) виброграммы вибрации, которая может помочь определить место наибольшей вибрации и таким образом будет способствовать нахождению причины ее.



НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТУРБИН

ПОНЯТИЕ О НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ И ЗНАЧЕНИЕ ИХ В НАРОДНОМ ХОЗЯЙСТВЕ

ИТРАНИ

Под качеством продукции понимается совокупность свойств продукции, определяющих ее пригодность для эксплуатации с наиболее высокими технико-экономическими показателями. Степень эксплуатационной полезности изделия будет тем выше, чем лучше будет его качество, и, следовательно, при данном объеме выпуска продукции более полно будут удовлетворяться потребности общества в нем. «Улучшение качества продукции становится одной из самых главных, самых важных народнохозяйственных задач ... Это один из основных источников повышения производительности общественного труда ...» (из доклада т. Косыгина А. Н. на пятой сессии Верховного Совета СССР шестого созыва).

С понятием качества продукции неразрывно связаны понятия о долговечности и надежности ее в эксплуатации. При этом под долговечностью или сроком службы понимается полная суммарная продолжительность работы изделия от начала пуска в эксплуатацию до сдачи его в лом (иногда считают до первого капитального ремонта), а под надежностью — способность изделия безотказно выполнять присущие ему функции в определенных условиях эксплуатации и в течение установленного промежутка времени при минимальных издержках на его ремонт [55].

Затраты на ремонт и межремонтное обслуживание в машиностроении в год составляет 10--15% (до 25%) от стоимости оборудования [56], а по данным акад. Бруевича, в стране за год на ремонт оборудования расходуется более 15 млрд. руб. и занято на этих работах около 2 млн. человек. Необходимость в таком ремонте для восстановления работоспособности действующих машин вызывается недостаточно высокой надежностью их. Для примера высокой стоимости ремонтных работ можно указать, что

трудоемкость капитального ремонта токарного станка в 1,0—1,5 раза превышает трудоемкость изготовления нового такого станка, а грузового автомобиля — в 3—4 раза по сравнению с новым [56]. Такая высокая трудоемкость ремонта объясняется применением при его выполнении значительного объема ручных работ, в то время как изготовление новых изделий производится поточным методом.

Остановка энергетического оборудования в эксплуатации по самым незначительным причинам наносит большой ущерб народному хозяйству. Так, например, внеплановая остановка компрессора НЗЛ типа К5500 с приводом от паровой турбины ВКв-22 может явиться причиной остановки доменной печи объемом 2300 м³ и вызвать за сутки простоя ее недодачу около 4000 т чугуна, убытки при этом превысят полную стоимость машинного агрегата. Выход из строя турбогенератора мощностью 100 тыс. кВт на 10 суток вызовет недовыработку электроэнергии в 24 млн. кВт-ч, стоимость которой примерно равна стоимости турбины типа К-100-90 мощностью 100 тыс. кВт и повлечет за собой недопоставку народному хозяйству большого количества продукции.

Современное развитие техники характеризуется ростом скоростей, нагрузок, давлений, температур, напряжений и прочих рабочих параметров. Проводится концентрация больших мощностей в одном агрегате, что особенно сказывается в энергетическом машиностроении. ЛМЗ и ХТГЗ уже выпускают паровые турбины мощностью до 300 Мет и изготовили первые образцы турбин 800 Мет в двухвальном исполнении (ЛМЗ) и 500 Мет (ХТГЗ). Создание таких мощных агрегатов требует особого обеспечения высокой степени надежности их, так как вынужденный выход их из строя будет наносить большой ущерб народному хозяйству.

Приведение турбин в порядок при их вынужденных остановках, а также при плановых ремонтах требует больших денежных затрат и наличия сменных запасных частей, а иногда изготовления новых специальных деталей, что, в свою очередь, приводит к дополнительным расходам металла. В то же время при больших трудовых и денежных затратах длительное поддержание турбин в эксплуатации не всегда оправдывает себя в экономическом отношении, так как они морально стареют и расход тепла в них отстает от более передовых турбин. Из эксплуатационной практики по некоторым паровым турбинам приблизительные расчеты показывают, что стоимость ремонтов за 15—20 лет (среднее расчетное число часов работы турбоагрегата) составляет стоимость новой турбины, при этом экономическая эффективность оборудования уже не находится на должном уровне. Например, паровая турбина типа ВК-100-2 изготовлялась заводом с 1946 по 1957 г. и имела фактический удельный расход тепла 2321 ккал/квт-ч. Проведенная модернизация этого типа турбины в условиях эксплуатации позволила снизить расход тепла только до 2269 ккал/квт-ч, т. е. на 2,4%, в то время как замена этого типа турбиной ВК-100-6 с повышением начальной температуры с 500 до 535°С и применением более совершенной проточной части дала возможность уменьшить расход тепла до 2158 ккал/квт-ч (на 7% по сравнению с ВК-100-2) [37]. Отсюда следует, что вопросы надежности и долговечности ма нельзя отделять от морального износа их.

Для поддержания турбин на необходимом уровне надежности плановые ревизии и ремонт их производятся через определенные, заранее установленные промежутки времени. В частности, например, по крупным паровым турбинам ЛМЗ межремонтные кампании составляют один год, но многие турбины ревизуются уже раз в два года и имеются отдельные агрегаты, работающие без ревизий и ремонтов по три года. НЗЛ установил для своего оборудования (для компрессоров и паровых турбин)

межревизионные периоды в 1 год и по газовым турбинам, учитывая меньший опыт по ним при работе в условиях высоких температур, 2—4 месяца. Длительность и стоимость проведения ревизий и ремонтов турбинного оборудования зависят от многих факторов, в том числе и от ремонтной технологичности конструкции турбин. Например, в паровой турбине К-300 240 ЛМЗ боковое расположение ресиверных труб, подводящих пар к цилиндру низкого давления, сильно упрощает вскрытие этого цилиндра при ревизии турбины.

Поставка заводом опорных вкладышей с регулируемым подушечкам в окончательно обработанном виде по баббитовой поверхности позволяет заменять их в эксплуатации без какого-либо шабрения по баббиту.

Увеличение межремонтных периодов эксплуатируемого оборудования и уменьшение длительности проведения ревизий и ремонтов сокращает общую стоимость их и в целом по стране имеет большое народнохозяйственное значение.

Повышение надежности турбин должно сопровождаться простым и дешевым ремонтом их в эксплуатации и это требование должно предусматриваться конструкторами при разработке чертежей нового типа турбины. Ремонт должен сводиться к быстрой замене изношенных деталей без проведения трудоемких и длительных разборно-сборочных и пригоночных работ. Трудоемкость ремонтных работ при ревизии должна быть минимальной, а межремонтные периоды максимальными — это является одним из критериев оценки надежности работы оборудования.

НЕКОТОРЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Отличительной особенностью турбин по сравнению, например, со станочным оборудованием является то, что проведенная отработка их при пуско-наладочных испытаниях и в начальный период эксплуатации, с длительностью, зависящей от сложности турбины, позволяет потом эксплуатировать турбоагрегат весьма продолжительное время с высокой степенью надежности и с мало меняющейся в дальнейшем экономичностью. Наоборот, в станочном оборудовании вследствие износа отдельных элементов станка и потери спецификационной точности требуется постоянное проведение серьезных ремонтов станков для поддержания его точности. Проведение плановых ревизий и ремонтов турбинного оборудования имеет в основном профилактическое значение для поддержания надежности агрегата на должном уровне.

Длительность освоения и отработки паровых турбин новых типов, связанная с их усложнением, зависит в основном от повышения параметров пара. Высокие начальные давления и температуры требуют от конструктора применения новых решений по ведущим элементам турбины. Усложняется тепловая схема, компоновка турбины и конструкция цилиндров, роторов и прочих узлов ее, применяются новые более сложные материалы, уделяется большее внимание тепловой эластичности турбины (т. е. способности отдельных частей ее равномерно реагировать на температурные изменения) и т. п. Все это, учитывая тем более, что в турбостроении отсутствуют опытные образцы турбин и первые головные образцы нового типа машин являются промышленными, предназначенными для установки на вполне определенной электростанции, приводит к более длительной отработке их в эксплуатации. Это подтверждается и на опыте наших турбостроительных заводов; по мере перехода от паровых турбин типа АК (29 ата

и 400° С) к турбинам типа ВК (90 *ата*, 500° С), далее к ПВК (130 *ата*, 565/565° С) и, наконец, к турбинам с параметрами пара 240 *ата*, 580/565° С длительность отработки машин в начальный период их эксплуатации увеличивается. Такое положение приводит к тому, что, учитывая продолжительность монтажных работ, пуско-наладочных испытаний и отработки агрегата в начальный период его эксплуатации, второй, третий и часто более поздние образцы данного типа турбины изготавливаются в цехах заводов по неотработанным полностью (на основании данных отладки головного образца) чертежам и технологии.

В известной мере тщательная отработка отдельных узлов турбины на стендах завода и в лабораториях (например, рабочих лопаток, органов регулирования и парораспределения, механизмов переднего блока у ЛМЗ и т. п.) позволяет сократить длительность освоения турбины в целом в эксплуатации.

Опыт работы турбин, например типа К-200-130, показывает, что после отработки турбин в начальный период эксплуатации можно ожидать, что полный срок службы агрегата будет также не менее 100 000 ч и не будет уступать паровым турбинам, работающим с меньшими начальными параметрами пара.

Турбостроительными заводами на выпускаемую продукцию устанавливаются гарантийные сроки в 12 месяцев (со дня сдачи машины в эксплуатацию вне зависимости от сложности турбины). Эти сроки никак не обоснованы и не увязаны с действительной надежностью турбин. Они должны быть дифференцированы, и для более сложных турбин с более повышенными начальными параметрами установлены значительно более длительные сроки для возможности исправления заводами всех дефектов как конструктивного, так и производственного характера, выявляющихся в течение гарантийного срока.

В процессе эксплуатации турбинного оборудования выявляются повторяющиеся дефекты, снижающие надежность работы оборудования. По причинам их можно отнести к недостаткам конструктивным, производственным и эксплуатационным. Ниже приводятся некоторые из основных дефектов, наблюдающихся иногда в паровых турбинах крупных типовых блоков.

1. Коробление цилиндров паровых турбин и повышенная разность температур верхней и нижней частей цилиндра турбины.

Опыт эксплуатации паровых турбин с повышенно высокими параметрами пара выявил большую разность температур верхней и нижней частей цилиндров высокого давления (вместо допустимой 50° С) и коробление их, вызывающее раскрытие фланцев горизонтального разреза, нарушение плотности его и пропаривание. Иногда это сопровождается и изгибанием (вследствие коробления) зазоров в проточной части турбины. Такие недостатки, обнаруживаемые только в процессе эксплуатации, снижают надежность агрегата и требуют выполнения трудоемкого шабрения по приведению разреза в порядок.

Можно предполагать, что причиной этого явления является несимметричная конструкция цилиндров турбины с относительно тонкими стенками и толстыми фланцами с большим количеством отводящих пар патрубков в нижней части цилиндра. Дополнительным, весьма важным фактором является неплотность прилегания изоляции к нижней части цилиндра вследствие провисания ее от собственного веса, ведущая к некоторому охлаждению этой части цилиндра. Все это приводит к созданию неравномерных больших напряжений из-за резкой разности температур металла цилиндра в его поперечном сечении, в результате этого возникают остаточные деформации, т. е. коробления.

Конструктивное мероприятие по устранению этого дефекта — обогрев фланцев горизонтального разъема цилиндра и электрический или паровой обогрев низа турбины. Большое значение имеет качество тепловой изоляции и хорошее ее выполнение. Технология исполнения изоляции должна обеспечить плотное и надежное ее прилегание снизу и, по-видимому, достигнуто это может быть путем нанесения изоляции методом набрызгивания. Проведение этого мероприятия резко сократило пропажи в фланцев.

2. Прогибы роторов цилиндра высокого давления.

Рассмотрение случаев прогиба роторов и анализ их причин показывает, что эти аварии происходили из-за нарушений инструкций завода по пуску и обслуживанию турбоагрегатов и в основном при пуске турбин (пуск из горячего состояния при недостаточной выдержке ротора на валоповоротном устройстве, пуск без проворачивания турбины после кратковременной остановки ее, заброс воды на ротор в момент толчка и подъема оборотов и т. п.). Отсутствие штатных приборов для контроля радиальных зазоров в действующей турбине не позволяло вовремя замечать недопустимые величины упругого прогиба при развороте турбины и, следовательно, предотвращать пуск турбины с искривленным ротором. Рекомендация замены конструкции переднего уплотнения на роторе завальцованными усиками (как у турбины К-300-240 ЛМЗ), можно предполагать, также будет исключать переход упругого прогиба ротора при задевании об уплотнения в остаточный прогиб.

3. Повышенные значения относительных расширений ротора и цилиндра турбины, влекущие за собой задевание в осевом направлении подвижных частей за неподвижные в концевых уплотнениях турбины.

Для устранения этого явления в турбинах К-150-130 завод применил прогрев цилиндра высокого давления паром, подводимым в переднее наружное уплотнение турбины, и перераспределил осевые зазоры в проточной части с тем, чтобы в области осевых расширений ротора и цилиндра.

4. Неустойчивая работа ротора высокого давления турбины. ЛМЗ впервые в своей практике столкнулся с интересным явлением — неустойчивой работой РВД турбины К-200-130, связанной с парциальным подводом пара. При нагрузках 150—190 Мвт наблюдалась неустойчивая работа роторов ВД и СД, выражавшаяся в повышенной вибрации подшипников. Причиной этого явилось неблагоприятное направление результирующего усилия на РВД при работе трех клапанов. Изменение конструкции сегментов сопл и другое чередование открытия клапанов устранило неустойчивую работу ротора, и это явление больше нигде не наблюдалось.

5. Поломки рабочих лопаток. Отечественными заводами и институтами систематически проводились и проводятся исследования причин поломок лопаток и учитывается эксплуатационный опыт их работы. Все это привело к тому, что случаи аварийного выхода рабочих лопаток из строя стали значительно более редкими. Анализ аварийных поломок турбинных лопаток, происходивших на турбинах крупных блоков, показывает, что основными причинами по-прежнему являются вибрационные явления. Заводами в качестве мер борьбы с поломками лопаток усиливались профили рабочей части лопаток, облегчалась рабочая часть лопаток (то и другое для изменения частот колебаний), изменялось расположение скрепляющей проволоки, пакеты лопаток из перлитной стали устанавливались попеременно с пакетами из аустенитной (для сохранения при нагреве плотности заделки), усиливались швы бандажей, изменялось обандаживание и т. п. Были единичные случаи поломок лопаток из-за подкалки их при пайке скрепляющей проволоки вследствие перегрева тонкой кромки

лопатки. Изучение причин поломок усложнялось иногда тем, что некоторые аварии с лопатками происходили после продолжительного времени работы их (20 000 ч и более). Вибрационная настройка длинных лопаток при вращении их, проводимая заводами в специальных машинах, позволяет еще более повысить надежность работы таких лопаток.

6. Неполадки с регулированием - повышение числа оборотов турбины при сбросе нагрузки с отключением турбогенератора от сети (К-200-130), заедание в органах регулирования (К-150-130 и К-200-130), недостаточная устойчивость и быстродействие системы регулирования (К-150-130) и пр. Заводами внесены необходимые конструктивные и технологические мероприятия по устранению этих дефектов (увеличение зазоров в штоках клапанов, поверхностное упрочнение трущихся частей, замена материала более устойчивым к образованию окислов и т. п.).

7. Ряд прочих неполадок: коробление обойм цилиндров (К-150-130), выкрашивание выходных кромок на литых сегментах сопел (К-200-130), парение наружных уплотнений и обводнение масла (К-150-130), выход из строя датчиков относительного расширения роторов и цилиндров и т. п. По всем этим неполадкам заводами также проведены необходимые мероприятия.

Все это дало определенные результаты по повышению дальнейшей надежности работы паровых турбин. Так, по данным ЦКТИ, за период с 1960 (начало освоения) до 1963 г. для блоков с турбинами К-150-130 и К-200-130 коэффициент готовности с 50% поднялся до 76%, а в 1963 г. достиг 85%, а по некоторым турбинам 92% (коэффициент готовности — отношение времени работы и нахождения в резерве к полному календарному времени). Для уже вполне освоенных турбин типов К-50-90 и К-100-90 коэффициент готовности в 1961 г. составлял 91,1 и 92,8% и являлся более высоким, чем для аналогичных установок в США (91%).

По газотурбинным установкам достаточно большой эксплуатационный опыт имеется только у НЗЛ. Используя опыт освоения и эксплуатации газовых турбин типа ГТ-400-4, завод учел все неполадки в создании нового типа турбины ГТ-700-5. Выбор схемы агрегата, двухстенная конструкция корпусов турбин, состоящих из наружного прочного литого корпуса и внутреннего из тонколистовых вставок, новые изоляционные материалы для корпусов, малогабаритные пластинчатые регенераторы и пр., отработка технологии изготовления отдельных элементов турбины, в том числе бесформулярная обработка деталей, с доведением коэффициента оснащенности до 2,5 позволили заводу резко повысить коэффициент надежности этого типа газотурбинной установки на агрегатах Новгородской станции до 98,2% с 94% на станциях Ставрополь — Москва.

Необходимо отметить, что отработка турбины ГТ-400-4 в эксплуатации показала, что потери, связанные с этой отработкой, значительно превышают стоимость стенда для заводских испытаний головных образцов турбин.

Очень большое значение в быстром выявлении причин неполадок и их устранении имеет систематическое изучение заводами опыта эксплуатации своего оборудования. Статистическое обобщение результатов этого изучения, анализ неполадок, установление причин их на базе этого анализа и разработка необходимых мероприятий по устранению неполадок позволяют в сравнительно короткое время изжить эти недостатки. ЛМЗ уже около 30 лет ведет картотеку по рабочим лопаткам всех ступеней по всем выпущенным паровым турбинам, в которой отражается характер всех поломок, причины их и способы устранения. Такое изучение эксплуатационного опыта дополняет лабораторные исследования аварий с лопатками.

Изучению качества поставляемого оборудования и, следовательно, повышению его надежности способствует проведение силами заводского монтажного персонала не только шефмонтажа и пуско-наладочных испытаний (и при этом не только головных образцов, а и всех турбин выпускаемых заводом), но и участие в ревизиях оборудования инженеров завода, прикрепленных к определенным районам страны (что пока не делается). Группы изучения опыта эксплуатации в конструкторских бюро заводов смогут тогда накапливать и систематизировать через монтажный персонал весь опыт по работе оборудования с последующим анализом и выводами.

При проектировании новых турбин широкая стандартизация, нормализация и унификация оказывают положительное влияние на повышение надежности турбин. В табл. 3-2 приводился процент деталей, изготавливаемых по новым чертежам, в паровых турбинах ЛМЗ и ХТТЗ он составляет 35,8 и 34,5%, а все остальные детали, являясь гостированными, нормализованными и унифицированными, прошли проверку в производстве и эксплуатации и, следовательно, имеют высокую степень надежности.

В эксплуатации турбин и особенно газовых весьма отражаются на надежной работе агрегата переменные режимы и, в частности, пуск и остановка турбин. Проведенные (по заданию ИЭЛ) институтами испытания дисков газовых турбин на переменных режимах работы позволили установить, что прогрев турбины при пуске в течение 25—30 мин в дисках не создает недопустимых напряжений, в то время как при кратковременных прогревах в течение 3—5 мин эти же диски выдерживают только 60—100 пусков турбины. Поэтому в конструкциях турбин предусматриваются, а в инструкциях по обслуживанию особо оговариваются, все обстоятельства, которые могут снизить надежность работы турбин. Заводы в своих инструкциях по обслуживанию крупных паровых турбин специально отмечают допустимые при пуске и работе турбин скорость повышения температур металла в передней части турбины (не более 2° С в минуту), разность температур металла верха и низа цилиндров турбин высокого и среднего давлений (не более 50° С), относительное расширение ротора и цилиндра, разность температур фланцев и шпилек (не более 20° С), допустимые отклонения начальных параметров пара (по давлению —10÷+5 атм и по температуре —10÷+5° С) и т. п.

Эти ограничения связаны только с требованием повышения надежности турбин в эксплуатации. Все это важно еще и потому, что при больших размерах цилиндров, роторов и других деталей зазоры в проточной части турбины и в уплотнениях относительно очень малы и, следовательно, даже небольшие деформации деталей, например цилиндров, будут вызывать задевание подвижных частей за неподвижные и надежность работы оборудования будет снижаться.

Надежная работа турбины в целом складывается из безаварийной работы отдельных деталей агрегата. Как правило, турбостроительные заводы для основных ведущих деталей турбины заготовки роторов, цилиндров и лопаток получают от металлургических заводов. У ЛМЗ, например, стоимость верхних полуфабрикатов составляет до 30% от себестоимости изготовления турбины.

Высокое качество турбины зависит от хорошего качества поковок и литья и их надежность и долговечность должны находиться в полном соответствии с требованиями, предъявляемыми к самой машине (за некоторыми исключениями для газовых турбин, когда в технических условиях на поставку оборудования специально может оговориться сниженный срок работы лопаточного аппарата).

Технологические мероприятия могут весьма значительно повышать надежность и долговечность турбин, среди них заметную роль играет

применение упрочняющей технологии. В турбинной практике мы наблюдаем износ выходных кромок лопаток сегментов сопел, износ штоков клапанов, эрозийный износ входных кромок рабочих лопаток, работающих во влажном паре.

Высокое качество работы бус и золотников регулирования достигается путем нитрирования рабочих поверхностей их и т. п.

Упрочнение рабочих поверхностей повышает износоустойчивость поверхностного слоя деталей и, следовательно, увеличивает долговечность их работы, снижает потребность в запасных частях и уменьшает трудоемкость ремонтных работ в период ревизии турбины. Примером упрочняющих технологических процессов является хромирование, нитрирование, электроискровое упрочнение, поверхностный наклеп дробеструйной обдувкой, обкатка роликами и т. п.

Качество выпускаемой продукции зависит не только от технического совершенства конструкции, но также и от производственного выполнения ее, тем более что конструктивные дефекты отрабатываются в начальный период эксплуатации турбин, а производственные отступления могут проявляться на любой серийной машине при изготовлении ее на заводе.

Иногда наблюдается отказ оборудования в процессе эксплуатации из-за нарушения технологической дисциплины или из-за недоброкачественного выполнения деталей. Внедрение на промышленных предприятиях системы бездефектного изготовления продукции и сдачи ее с первого предъявления позволит поднять и производственное качество машин и приборов.

В технических условиях на поставку турбинных агрегатов указываются подробные гарантийные данные по экономичности, работе регулирования и пр., но совершенно не приводятся какие либо показатели, определяющие надежность и долговечность турбинного оборудования (гарантийные сроки не являются оценкой качества турбины). Поэтому разработка основных терминов и понятий по надежности и долговечности, установление по ним научно обоснованных норм для турбинного оборудования, разработка методов испытаний и проверки турбин на надежность его в последующей работе, а также проведение прочих методологических работ по надежности и долговечности требуют уже сегодня своего решения.

1. Балахнин Б. С. Основы технологии машиностроения. М., Машгиз, 1959. 485 с.
2. Соколовский А. П. Курс технологии машиностроения. Ч. I, М.—Л., Машгиз, 1947. 435 с.
3. Гокун В. Б. Технологические основы конструирования в машиностроении. М., Машгиз, 1957. 693 с.
4. Псаев А. П. и Морозов Н. А. Изменение микрогеометрии рабочей части модельных лопаток газовых турбин — «Энергомашиностроение», 1959, № 5, с. 32—35.
5. Псаев А. И. и Морозов Н. А. Испытание лопаток газовых турбин с различной чистотой поверхности — «Энергомашиностроение», 1960, № 12, с. 30—32.
6. Левин А. В. Рабочие лопатки и диски паровых турбин. М. Л., Госэнергоиздат, 1953. 624 с.
7. Справочник по свойствам сталей, применяемых в котлотурбостроении. М.—Л., Машгиз, 1958. 408 с.
8. Нев С. Б. Профильный горячий прокат. — «Энергомашиностроение», 1959, № 1, с. 35—36.
9. Идзон М. Ф. Механическая обработка лопаток газотурбинных двигателей. М., Оборонгиз, 1963. 317 с.
10. Экономическая эффективность поточного производства лопаток. Труды первой экономической конференции ЦНИИТмаш. Отв. ред. Е. П. Унксов. М., ЦНИИТмаш, 1958. 71—82.
11. Фарберов М. З. Опыт применения электрофизических методов обработки деталей. — «Энергомашиностроение», 1963, № 7, с. 27—28.
12. Бенъ М. Я. Повышение точности посадки рабочих лопаток. Сборник ЛМЗ, № 5. М.—Л., Машгиз, 1957. 351 с.
13. Геперсон Ц. Г. Производство поковок турбинных и компрессорных дисков. М. Л., Машгиз, 1962. 273 с.

14. Карпин Е. Б. Из опыта автофритирования турбинных дисков — «Энергомашиностроение», 1959, № 1, с. 39—42.
15. Малеева О. Э. Аварии роторов турбогенераторов в США в 1954 г. — «Энергомашиностроение», 1956, № 11, с. 30—31.
16. Кваттер П. С. Некоторые итоги развития кузнечно-термического производства на Уралмашзаводе. Сб. «Уралмашзаводу 25 лет». Москва — Свердловск, Машгиз, 1958. 134 с.
17. Гликеман Л. А. и Чижик А. П. О тепловой стабилизации валов и роторов паровых турбин. Сборник ЛМЗ, № 2. М. — Л., Машгиз, 1955. 118 с.
18. Шубенко-Шубин Л. А., Гернер Д. М., Зельдес П. Я. и др. Прочность элементов паровых турбин. Под ред. Л. А. Шубенко-Шубина. Москва — Киев, Машгиз, 1962. 567 с.
19. Земзиц В. Н. и Фрепкель Л. Д. Сварные конструкции паровых и газовых турбин. М.—Л., Машгиз, 1962. 220 с.
20. Прогрессивная технология. Сборник статей из опыта внедрения на харьковских машиностроительных заводах. Харьковское книжное издательство, 1959, с. 240—242.
21. Сенцов Н. Д. Сварные диафрагмы. Сборник ЛМЗ, № 3. М.—Л., Машгиз, 1956, с. 82—92.
22. Стукалов А. Н., Тихонов В. П. и Кушапова Л. Н. Производство чугунных диафрагм с сварными лопатками. М., ЦБИИТ тяжелого машиностроения, 1958. 234 с. (Труды НЗЛ, № 4)
23. Либман С. Е., Почин В. Х., Стержни М. Г. и др. Отливка по методу выплавляемых моделей сегментов сопел. — «Энергомашиностроение», 1960, № 3, с. 35—37.
24. Зильберштейн С. А. Паротурбостроение в США. М., Машгиз, 1961. 111 с.
25. Степанов П. М. Прогресс роторов паровых турбин. «Энергомашиностроение», 1962, № 8, с. 31—32.
26. Динерман А. П. и др. Опыт работы сварного ротора экспериментальной газовой турбины ЦИИИТмаш типа ЗТУ-700. — «Энергомашиностроение», 1961, № 1, с. 31—35.
27. Кузнецов Л. А., Андреев В. П., Бурдин А. А. и др. Газотурбинная установка ГТ-700-5. М., «Машиностроение», 1964. 191 с.
28. Долгиский Э. Д. Чистовая обработка горизонтальных разъемов цилиндров паровых турбин. — «Энергомашиностроение», 1956, № 7, с. 26—27.
29. Хухрий А. А. Шлифование плоскостей разъемов крупных корпусных деталей. — «Энергомашиностроение», 1956, № 7, с. 24—25.
30. Тонкое фрезерование взамен шабровки. Технологическая лаборатория ОГТ КТЗ. Отв. ред. Е. Казакевич. Калужское книжное издательство, 1958. 18 с.
31. Хохулин В. Н. Нарезание и накатывание крупных резьб. Сборник ЛМЗ, № 7. М.—Л., Машгиз, 1960, с. 314—318.
32. Петров А. А. Чистовое растачивание цилиндров паровых турбин. Сборник ЛМЗ, № 7. М.—Л., Машгиз, 1960, с. 38—44.
33. Тубянский Л. П. и Фрепкель Л. Д. Паровые турбины высокого давления ЛМЗ. М.—Л., Госэнергоиздат, 1956. 325 с.
34. Справочник машиностроителя в шести томах. Т. 6, гл. ред. Э. А. Сателъ, М., Машгиз, 1956. 500 с.
35. Иванов В. В. Механическая обработка деталей паровых турбин. М., Машгиз, 1956. 392 с.
36. Приспособление для шлифования шаровых поверхностей взамен шабровки. Предложение комплексной бригады. Под ред. А. М. Майзеля. Рационализация на ЛМЗ. М. — Л., Машгиз, 1953. 191 с.
37. Левин А. В. и Зильберман А. С. Экономичность турбины высокого давления ЛМЗ им. XXII съезда КПСС. — «Теплоэнергетика», М.—Л., Госэнергоиздат, 1963, № 10, с. 2—10.
38. Ковалевский М. М. Качественная оценка конструкций паровых турбин. Москва — Свердловск, Машгиз, 1963. 289 с.
39. Металловедение и термическая обработка. Справочник. М., Металлургиздат, 1957. 1204 с.
40. Броверман М. В. Технология производства центробежных компрессорных машин. М.—Л., Машгиз, 1960. 221 с.

- 41 Пилицын А. И. и Эльцуф М. А. Газотурбинная установка ГТ 700-4 с нагнетателем 280 11 Л. М., Гостехиздат, 1959. 183 с.
- 42 Бауман Н. Я., Свечков П. Н. и Яковлев М. И. Технолог турбостроения. Москва — Свердловск, Машгиз, 1960. 551 с.
43. Васильев В. С. и Кутко П. С. Станки и приборы для динамической балансировки. М., Машгиз, 1959. 167 с.
44. Степанов И. М. Из опыта эксплуатации турбин высокого давления ЛМЗ. — «Энергомашиностроение», Машгиз, 1956, № 8, с. 1—5.
- 45 Тимошенко С. А. Теория колебаний в инженерном деле. М., Физматгиз, 1959. 439 с.
46. Депп-Гартог Дж. П. Теория колебаний. М., Гостехиздат, 1942. 464 с.
- 47 Абашидзе А. И. Динамика фундаментов паровых турбин. М.—Л., Гостэнергиздат, 1960. 133 с.
48. Справочник по монтажу тепломеханического оборудования. Под общей редакцией В. А. Зайделя. М.—Л., Гостэнергиздат, 1960. 560 с.
49. Рогович Н. А. и Коц П. Д. Опыт строительства крупных электростанций. М.—Л., Гостэнергиздат, 1959. 199 с.
50. Гурский А. Н. Усовершенствование технологии сборки паровых турбин. «Энергомашиностроение», 1958, № 1, с. 36—40.
51. Хабенский Б. Д. Новый метод изготовления стержней для формовки диафрагм. Сборник ЛМЗ, № 3, М.—Л., Машгиз, 1956, с. 291—296.
52. Гельцер. Из опыта монтажа головного образца турбоагрегата ПВК-200 на Южно-Уральской ГРЭС. — «Энергетическое строительство», 1961, № 25, с. 18—25.
53. Монтаж энергетического оборудования. Справочное пособие. Под ред. В. Н. Яковлева. М., Машгиз, 1959. 420 с.
54. Банин В. П. и Случаев М. А. Монтаж паровых турбин. М.—Л., Гостэнергиздат, 1959. 320 с.
55. Шухгалтер А. Я. Экономика долговечности и надежности машин. М., Экономиздат, 1963. 148 с.
56. Решетов Д. Н. Долговечность и основные пути ее повышения. М., Машгиз, 1959. 162 с. (МШТУ им. Баумана, № 91).
-
-

Предисловие	3
Раздел первый ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ ТУРБОСТРОЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТУРБИН	
Глава 1. Некоторые основные определения	7
Производственный и технологический процессы	—
Элементы технологического процесса	9
Понятие о видах производственного процесса	11
Характеристика паро- и газотурбинного производства	12
Глава 2. Технологическая подготовка производства	14
Значение технологического процесса в производстве	—
Роль технологов в создании новой турбины	15
Порядок разработки технологической документации	16
Организационные формы технологической подготовки производства	18
Типизация технологических процессов	19
Глава 3. Технологичность конструкции. Базы	22
Точность размеров и чистота обработки поверхностей. Размерные цепи. Базы	—
Технологичность конструкции	25
Глава 4. Трудоемкость изготовления турбин и повышение производительности труда	34
Распределение трудовых затрат по отдельным цехам, видам работ и группам оборудования	—
Совершенствование технологии производства турбин	38
Глава 5. Рабочие лопатки	43
Назначение лопаток. Сложность их выполнения	—
Конструкция рабочих лопаток и их элементов	44
Условия работы лопаток в эксплуатации	48
Требования, предъявляемые к изготовлению рабочих лопаток и подборке их на колесо	51
Требования, предъявляемые к материалам для рабочих лопаток турбин	53
Материалы для рабочих лопаток турбин	55
Виды заготовок для рабочих лопаток	57
Контроль и приемка заготовок для рабочих лопаток	62
Стоимость заготовок для турбинных лопаток	63
Механическая обработка рабочих лопаток	—
Специальное оснащение для обработки лопаток	69
Новые электрические методы обработки лопаток	89
Характеристика организации производства турбинных лопаток	92
Перспективы дальнейшего развития производства турбинных лопаток	93
Глава 6. Диски паровых и газовых турбин и их механическая обработка	95
Назначение и конструкция	—
Условия работы рабочих колес (облоаченных дисков) в эксплуатации	98
Материалы и заготовки, применяемые для турбинных дисков	99
Контроль и приемка поковок дисков	101
Основные требования к механической обработке дисков	106
Технологический процесс механической обработки дисков	107
Автофритование турбинных дисков	118

Глава 7. Цельнокованные и сварные роторы. Валы	120
Назначение и конструкция	—
Условия работы роторов в эксплуатации	123
Материалы и изготовление поковок	125
Контроль материала и приемка поковок цельнокованных роторов и валов	127
Основные требования, предъявляемые к механической обработке	133
Технологический процесс механической обработки ротора (вала)	135
Изготовление сварных роторов	144
Глава 8. Соединительные муфты	150
Назначение и конструкция	—
Основные требования, предъявляемые к механической обработке деталей соединительных муфт	153
Механическая обработка муфт	155
Глава 9. Сварные диафрагмы	158
Назначение и конструкция	—
Материалы для сварных диафрагм и виды заготовок	163
Производство сварных диафрагм	164
Глава 10. Чугунные диафрагмы	176
Материал и вид заготовок	—
Производство чугунных диафрагм	177
Глава 11. Сегменты сопел	183
Получение заготовки	—
Механическая обработка	186
Глава 12. Цилиндры турбин	188
Назначение. Условия работы. Конструкция	—
Материалы для цилиндров и виды заготовок	192
Основные технические требования, предъявляемые к механической обработке цилиндров	195
Предварительная обработка стальных литых корпусов цилиндров турбин	197
Окончательная чистовая обработка стальных литых корпусов цилиндров турбин	200
Изготовление сварно-листовых конструкций выходных частей корпуса цилиндра низкого давления	208
Гидравлическое испытание	212
Глава 13. Опорные и упорные подшипники	217
Назначение. Условия эксплуатации	—
Конструкция опорных подшипников	218
Подшипниковые сплавы	221
Технологический процесс заливки опорных вкладышей баббитом	—
Механическая обработка опорных вкладышей после заливки	225
Конструкция упорных подшипников	228
Технология изготовления колодок упорных подшипников	230
Технология обработки корпусов подшипников	232
Глава 14. Изготовление буксы и золотника регулирующего устройства турбин	234
Назначение регулирующего устройства и предъявляемые к нему требования	—
Изготовление буксы и золотника	235
Глава 15. Изготовление поверхностных конденсаторов	240
Раздел второй. СБОРКА ТУРБИН	
Глава 16. Узловая сборка турбин	247
Общие положения	—

Облопачивание рабочих колес и роторов	249
Статическая балансировка рабочих колес	262
Производственные вибрационные испытания облопаченных дисков	266

Глава 17. Сборка роторов	268
Наборка деталей на ротор	—
Механическая обработка собранного ротора	280
Динамическая балансировка роторов	281

Глава 18. Узловая сборка сложного корпуса цилиндра мощной паровой турбины	289
--	------------

Глава 19. Общая сборка турбины на стенде	293
---	------------

Задачи общей сборки и требования, к ней предъявляемые	—
Стелы для общей сборки турбин	294
Основное требование по сборке турбины	297
Установка фундаментных рам	300
Установка цилиндра низкого давления на стенд	303
Установка корпуса среднего подшипника № 1	309
Установка цилиндра среднего давления по уровню с проверкой по реакциям опор	311
Установка корпуса переднего подшипника № 2	—
Установка цилиндра высокого давления по уровню с проверкой по реакциям опор	313
Центровка цилиндров высокого и среднего давлений по струне относительно цилиндра низкого давления	—
Пригонка и центровка вкладышей подшипников по проверочному валу	316
Центровка роторов турбин по полумуфтам	—
Центровка обойм диафрагм и самих диафрагм в цилиндрах	323
Предварительный замер осевых и радиальных зазоров в проточной части турбины	327
Чистка цилиндров, окончательная установка всех деталей в цилиндры, укладка роторов и окончательные замеры всех зазоров в проточной части	335
Заккрытие цилиндров турбин	338
Затяжка крепежа горизонтального разъема турбины	34
Некоторые другие способы установки цилиндров на заводском стенде для переноса повторяемости заводской сборки на монтаж	342

Глава 20. Испытание турбины на заводском стенде	344
--	------------

Цель испытания	—
Подготовка к испытанию	345
Пуск турбины и испытание	347
Остановка турбины	348
Консервация и упаковка узлов турбины	349

Раздел третий. МОНТАЖ И ПУСКОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Глава 21. Монтаж паровых турбин	353
--	------------

Подготовительные работы к монтажу оборудования	—
Подготовка оборудования	357
Проверка и приемка фундамента под турбоагрегат	358
Сборка конденсатора на месте монтажа	361
Монтаж конденсатора	366
Монтаж турбины	368
Подготовка и установка фундаментных рам	369
Сборка цилиндра низкого давления и его монтаж	370
Установка корпусов подшипников, цилиндров среднего и высокого давлений по струне и по уровню с проверкой по реакциям опор	374
Центровка роторов низкого, среднего и высокого давлений по расточкам под уплотнения и по полумуфтам	375

Подливка фундаментных рам турбины	378
Проверка центровки диафрагм и обойм концевых уплотнений	—
Проверка зазоров в концевых уплотнениях, уплотнениях диафрагм и в проточной части	380
Закрытие цилиндров	—
Горячая затяжка крепежа горизонтального разъема цилиндров	381
Соединение полумуфт роторов и закрытие подшипников	382
Некоторые особенности монтажа других элементов турбостановки	383
Глава 22. Пуск и наладочные испытания турбогенератора после монтажа	388
Подготовительные работы перед пуском турбогенератора	—
Пуск турбины	392
Работа турбины на холостом ходу	395
Нагружение турбины	397
Некоторые замечания по обслуживанию турбоагрегата	398
Глава 23. Некоторые вопросы надежности и долговечности турбин	402
Понятие о надежности и долговечности и значение их в народном хозяйстве страны	—
Некоторые мероприятия по повышению надежности турбинного оборудования	404
Л и т е р а т у р а	410

Михаил Николаевич Буш у е в
ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА ТУРБИН

Редактор издательства Р. Н. Михеева. Художественный редактор Н. И. Васильев
Технический редактор О. В. Сперанская. Корректор А. И. Лавриненко

Сдано в производство 10/VII 1965 г. Подписано в печать 7/XII 1965 г. М-45980. Формат бумаги 70×108¹/₁₆.
Бумага типографская № 2. Печ. л. 37,45 (2 вкл.) Уч.-изд. л. 27 9. Темплан 1965 г., № 358. Тираж 3 700 экз.
Цена 1 р. 65 к. Заказ 1846.

Ленинградское отделение издательства «Машиностроение»
Ленинград Д-65, ул. Дзержинского, 10

Ленинградская типография № 1 «Печатный Двор» имени А. М. Горького Главполиграфпрома Государственного комитета Совета Министров СССР по печати, Гатчинская, 26.

ЗАМЕЧЕННЫЕ ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
14	6-я сверху	технологическая	техническая
165	11-я снизу	и тану	п газу
300	15-я снизу	приводков	привыков
307	Табл. 19—5, графа 3-я справа	16	20
344	10-я снизу	частых	14
374	20-я сверху	подшипников, цилиндры	частных подшипников и цилиндров

М. И. Бушуев